

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE-QUITO**

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA
DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES EN LA EMELNORTE
MEDIANTE TECNOLOGÍA INTELIGENTE”**

**AUTOR:
CHRISTIAN DANILO SOLANO MEDRANO**

**DIRIGIDA POR:
ING. SANTIAGO ESPINOSA G.**

Quito, abril de 2013

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Nombre Christian Danilo Solano Medrano autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 20 de Abril del 2013

CHRISTIAN DANILO SOLANO MEDRANO
CC:

AUTOR

CERTIFICACIÓN

Certifico haber dirigido y revisado la Tesis Previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico que titula: **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES EN LA EMELNORTE MEDIANTE TECNOLOGÍA INTELIGENTE”**, la cual ha sido desarrollada por el estudiante: **CHRISTIAN DANILO SOLANO MEDRANO**, cumpliendo con las disposiciones emitidas por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 20 de Abril del 2013

ING. SANTIAGO ESPINOSA
DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA.

Christian Danilo Solano Medrano

Este proyecto es dedicado con mucho amor

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor por guiar mi camino.

A mis padres.

Porque creyeron en mí y porque me sacaron adelante, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de mi carrera, y porque el orgullo que sienten por mí, fue lo que me hizo ir hasta el final.

A mi querida Mayra.

Por brindarme tu paciencia, tu comprensión, tu empeño, tú fuerza, tu amor, por ser tal como eres, ya que tu apoyo incondicional y tus consejos fueron mi mejor arma para pelear contra esta enfermedad que conllevo, lo cual me ayudaron para conseguir un equilibrio que me permita dar el máximo de mí y así concluir con éxito esta etapa de mi vida, TE AMO.

A mis hermanos.

Román por ser el ejemplo de una hermano mayor del cual aprendí aciertos en momentos difíciles; a mi hermana Patricia, a mi hermana Ximena, y a mis sobrinos por que participaron directa e indirectamente en la elaboración de esta tesis.

AGRADECIMIENTO.

A la empresa EMELNORTE y al Ing. Marcelo Moreno en su calidad de Presidente Ejecutivo, por la apertura brindada para desarrollar este proyecto de tesis en tan prestigiosa institución.

Al Ing. Esteban Inga por su capacidad de gestión

A mi director de tesis, Ing. Santiago Espinosa por su esfuerzo y dedicación, quien con sus conocimientos, su experiencia, su paciencia y su motivación ha logrado en mí que pueda terminar mis estudios con éxito.

A todas las autoridades de la Universidad Politécnica Salesiana, de manera especial a los Maestros de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingenierías por darme la oportunidad de estudiar y ser un profesional.

ÍDICE GENERAL

| | |
|--|-------------|
| PORTADA | I |
| DECLARACION DE AUTORIA | II |
| CERTIFICACION | III |
| DEDICATORIA | IV |
| AGRADECIMIENTO | V |
| INDICE GENERAL | VI |
| INDICE DE FIGURAS | XII |
| INDICE DE TABLAS | XIII |
| INDICE DE ANEXOS | XIV |
| RESUMEN | XV |
| INTRODUCCION | 1 |
| | |
| CAPITULO I | 3 |
| SITUACION ACTUAL DE EMELNORTE | 3 |
| 1.1. SISTEMA ACTUAL DE EMELNORTE | 4 |
| 1.2. SISTEMA DE OPERACIÓN DE EMELNORTE | 4 |
| 1.2.1. Departamento de generación..... | 4 |
| 1.2.2. Departamento de distribución | 5 |
| 1.2.2.1. Subestaciones de distribución | 7 |
| 1.2.2.2. Líneas de subtransmisión | 7 |
| 1.2.2.3. Red primaria..... | 9 |
| 1.2.2.4. Red secundaria | 10 |
| 1.2.3. Subestación “El Retorno” | 10 |
| 1.2.3.1. Bahías a nivel de voltaje de 13.8 kV | 11 |
| 1.2.3.2. Bahías a 69 kV | 13 |
| 1.3. ANÁLISIS ACTUAL DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES DE EMELNORTE | 14 |
| 1.3.1. Configuración de las agencias hacia la matriz | 15 |

| | |
|---|---------------|
| 1.3.2. Configuración de las centrales de generación..... | 20 |
| 1.3.3. Protocolo de comunicaciones..... | 21 |
| 1.3.3.1. Correo Electrónico | 22 |
| 1.3.3.2. Administración de la red | 22 |
| 1.3.3.3. Sistema interno..... | 22 |
| 1.3.3.4. Aplicación web..... | 23 |
| 1.3.3.5. Aplicaciones en modo carácter | 23 |
| 1.4. ALTERNATIVAS GENERALES DE MEJORAMIENTO..... | 23 |
| CAPITULO II..... | 25 |
| ESTUDIO PARA IMPLEMENTACION DEL SAS APLICANDO TECNOLOGIA INTELIGENTE..... | 25 |
| 2.1. PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACIÓN..... | 25 |
| 2.1.1. Sistema eléctrico actual | 25 |
| 2.1.2. Redes inteligentes..... | 26 |
| 2.1.3. características más importantes del Smart Grid | 28 |
| 2.1.3.1. Eficacia de la energía | 28 |
| 2.1.3.2. Fiabilidad | 29 |
| 2.1.3.3. Energías renovables | 30 |
| 2.1.3.4. Seguridad | 31 |
| 2.1.3.5. Economía..... | 32 |
| 2.1.3.6. Reducción de costos | 32 |
| 2.1.4. Implementación..... | 33 |
| 2.1.4.1. Sistema de automatización de la subestación (SAS)..... | 36 |
| 2.2. INVESTIGACIONES REALIZADAS REFERENTES AL SAS APLICANDO TECNOLOGIA INTELIGENTE | 37 |
| 2.2.1. EPRI IntelliGrid | 37 |
| 2.2.2. EPRI ADA: Automatización Avanzada de la Distribución | 38 |
| 2.2.3. Modern Grid Initiative. Iniciativa de la red moderna | 38 |
| 2.2.4. GridWise | 39 |
| 2.2.5. GridApps: Advance Grid Applications Consortium | 39 |

| | |
|--|---------------|
| 2.2.6. GridWorks..... | 39 |
| 2.2.6. DV2010: Visión de la Distribución 2010 | 40 |
| 2.3. ETAPAS DE LAS TECNOLOGÍAS EN EL DISEÑO DEL SAS | 40 |
| 2.3.1. SAS: Sistema Automatizado de Subestaciones..... | 40 |
| 2.3.2. AMI: Infraestructura de Medición Avanzada | 41 |
| 2.3.3. DA: Distribution Automation (Automatización Distribuida) | 41 |
| 2.3.4. DER: Distributed Energy Resource (Generación Distribuida) | 42 |
| 2.3.5. Sistemas de medición inteligente | 42 |
| 2.3.5.1. Smart Meter (Medidor inteligente) | 45 |
| 2.3.5.2. Red de comunicación | 45 |
| 2.4. ESTIMACIÓN DE EFICIENCIA DEL SAS | 48 |
| CAPITULO III..... | 52 |
| ESTUDIO TÉCNICO O INGENIERÍA DEL PROYECTO..... | 52 |
| 3.1. ASPECTOS A CONSIDERAR PARA LA IMPLEMENTACION DEL SAS .. | 52 |
| 3.1.1. Alcance de la implementación | 53 |
| 3.1.2. Condiciones y requisitos técnicos | 54 |
| 3.1.2.1. Ingeniería..... | 54 |
| 3.1.3. Etapas de integración para la automatización de la subestación..... | 56 |
| 3.1.3.1. Disposición física | 56 |
| 3.1.4. Topología de las redes..... | 67 |
| 3.1.4.1. Bus o cascada | 68 |
| 3.1.4.2. Estrella..... | 69 |
| 3.1.4.3. Anillo | 69 |
| 3.1.4.4. Estrella Anillo combinada..... | 70 |
| 3.1.4.5. Anillo doble..... | 71 |
| 3.1.5. Protocolos de comunicación | 72 |
| 3.1.5.1. IEC 61850 | 72 |
| 3.1.5.2. DNP 3.0..... | 73 |
| 3.1.5.3. Ethernet | 73 |

| | |
|--|-----------|
| 3.1.6. Interfaz de comunicación | 74 |
| 3.1.6.1. RS 232..... | 74 |
| 3.1.6.2. RS 485..... | 75 |
| 3.1.6.3. RJ 45 | 76 |
| 3.1.6.4. Fibra Óptica..... | 76 |
| 3.1.7. Dispositivo de redes | 77 |
| 3.1.7.1. Tarjeta de red (NIC) | 77 |
| 3.1.7.2. Repetidores..... | 77 |
| 3.1.7.3. Hubs (concentradores) | 78 |
| 3.1.7.4. Switch..... | 78 |
| 3.1.7.5. Routers (encaminadores)..... | 79 |
| 3.1.7.6. Bridges (puentes) | 79 |
| 3.1.7.7. Servidores..... | 80 |
| 3.1.7.8. Gateways..... | 81 |
| 3.1.7.9. Modems..... | 81 |
| 3.1.8. Sistema SCADA | 82 |
| 3.1.8.1. Elementos de un sistema SCADA | 83 |
| 3.1.9. Central de control del SCADA | 86 |
| 3.2. BENEFICIOS DE LAS EMPRESAS QUE APUESTAN POR EL SAS APLICANDO TECNOLOGIA INTELIGENTE..... | 88 |
| 3.2.1. Beneficios que presenta el OMS | 88 |
| 3.2.2. Beneficios que presenta el SCADA | 88 |
| 3.2.3. Beneficios que presenta el DMS | 89 |
| 3.2.4. Beneficios que presenta el SAS en las empresas de distribución | 90 |
| 3.3. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO, CAPACITACIÓN..... | 91 |
| 3.3.1. Niveles jerárquicos | 92 |
| 3.3.1.1. Nivel 0: Nivel Equipo | 92 |
| 3.3.1.2. Nivel 1: Nivel de posición (Bahía) | 92 |
| 3.3.1.3. Nivel 2: Nivel de subestación | 93 |
| 3.3.1.4. Nivel de SCADA del centro de operación del sistema (COS)..... | 93 |
| 3.3.2. Unidad de posición de control (UCP) | 93 |

| | |
|---|-------------|
| 3.3.3. Unidad de control de la subestación/interfaz hombre maquina(UCS/HMI) | 94 |
| 3.3.4. Protocolos de comunicación | 95 |
| 3.3.4.1. Comunicación Nivel 2 con Nivel 3..... | 95 |
| 3.3.4.2. Comunicación Nivel 1 con Nivel 2..... | 95 |
| 3.3.5. Señalizaciones | 95 |
| 3.3.6. Tiempos de transmisión | 95 |
| 3.3.7. Arquitectura del sistema..... | 96 |
| 3.3.8. Expansión..... | 97 |
| 3.3.9. Seguridad | 97 |
| 3.3.10. Cableado y terminales..... | 97 |
| 3.3.11. Capacitación..... | 98 |
| 3.4. GENERALIDADES, ESTADISTICA Y VALORACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSION E IMPLEMENTACION DEL SAS | 98 |
| 3.4.1. Proveedores más renombrados a nivel mundial de este sistema..... | 100 |
| 3.4.1.1. Actaris | 100 |
| 3.4.1.2. Quadlogic | 101 |
| 3.4.1.3. Echelon..... | 101 |
| 3.4.1.4. Energy Axis..... | 102 |
| 3.4.1.5. Oracle | 103 |
| 3.4.1.6. Itron | 103 |
| 3.4.1.7. EasyMetering | 104 |
| 3.4.1.8. General Electric..... | 104 |
| 3.4.1.9. E Meter..... | 105 |
| 3.4.2. Dispositivos de interrupción y protección..... | 105 |
| CAPITULO IV..... | 1007 |
| PROPUESTA DE LA FACTIBILIDAD ESTUDIO ECONÓMICO- FINANCIERO..... | 107 |
| 4.1. INVERSIÓN Y ANÁLISIS DEL PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DEL SAS | 108 |
| 4.1.1. Tasa de rendimiento | 108 |

| | |
|---|------------|
| 4.1.2. Inversión..... | 108 |
| 4.1.2.1. Inversión Fija | 109 |
| 4.1.2.2. Activos diferidos | 110 |
| 4.1.2.3. Inversión variable..... | 110 |
| 4.1.2.3. Resumen de la inversión | 113 |
| 4.1.3. Determinación de ingresos | 113 |
| 4.1.3.1. Análisis de la energía no suministrada | 113 |
| 4.1.3.2. Subestaciones involucradas | 119 |
| 4.1.3.3. Reducción de la energía no suministrada | 120 |
| 4.1.3.4. Reducción costos de producción (mano de obra) | 121 |
| 4.1.3.5. Resumen de ingresos | 123 |
| 4.1.4. Determinación de egresos | 123 |
| 4.1.4.1. Costos de producción | 123 |
| 4.2. RENTABILIDAD E INDICADORES FINANCIEROS | 124 |
| 4.2.1. Proyección de egresos..... | 124 |
| 4.2.2. Proyección de ingresos..... | 126 |
| 4.2.3. Depreciación | 126 |
| 4.2.4. Valor de rescate | 128 |
| 4.2.5. Flujo de caja | 129 |
| 4.2.6. Valor actual neto (VAN)..... | 129 |
| 4.2.7. Tasa interna de retorno (TIR) | 130 |
| 4.3. COSTOS BENEFICIO DEL ESTUDIO DE IMPLEMENTACION..... | 132 |
| 4.3.1. Cálculo de la relación costo beneficio | 132 |
| 4.3.2. Interpretación de resultado de la relación costo beneficio | 133 |
| 4.3.2. Periodo de recuperación de la inversión | 133 |
| 4.4. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN | 134 |
| CONCLUSIONES..... | 136 |
| RECOMENDACIONES | 138 |
| BIBLIOGRAFIA..... | 140 |
| ANEXOS | 145 |

ÍDICE DE GRAFICOS.

| | |
|--|----|
| 1.1. Estructura de una bahía a 13.8kV | 12 |
| 1.2. Estructura de la bahía del transformador. | 13 |
| 1.3. Estructura de una bahía a 69 kV. | 14 |
| 1.4. Sistema de comunicaciones de la ciudad de Ibarra.. | 16 |
| 1.5. Configuración de la red WAN Agencias norte. | 18 |
| 1.6. Configuración de la red WAN Agencia Sur. | 18 |
| 1.7. Configuración de la red WAN Agencia Otavalo.. | 19 |
| 1.8. Configuración de la red WAN Agencia Cayambe..... | 20 |
| 1.9. Configuración para las centrales de generación..... | 21 |
| 2.1. Sistema actual de un SEP | 26 |
| 2.2. Elementos Eléctricos de una Red Inteligente..... | 27 |
| 2.3. Smart Grid..... | 33 |
| 2.4. Integración de subestaciones aplicando los Niveles Jerárquicos del SAS..... | 37 |
| 2.5. Sistemas de medición inteligente.. | 44 |
| 2.6. Smart Grid Una maravilla de la ingeniería | 49 |
| 2.7. Eficiencia del Sistema Smart Grid.. | 50 |
| 2.8. Eficiencia del Sistema Smart Grid | 51 |
| 3.1 Topología Bus o Cascada | 69 |
| 3.2. Topología Estrella. | 69 |
| 3.3. Topología Anillo | 70 |
| 3.4. Topología Estrella anillo combinada. | 71 |
| 3.5. Topología Anillo doble.. | 71 |
| 3.6. Sistema SCADA, estructura | 84 |
| 3.7. Red de comunicaciones entre subestaciones y la central de control..... | 87 |

ÍDICE DE TABLAS.

| | |
|---|-----|
| 1.1. Área de concesión de EMELNORTE | 3 |
| 1.2. Centrales de generación pertenecientes a EMELNORTE. | 4 |
| 1.3. Subestaciones de distribución de EMELNORTE. | 8 |
| 1.4. Condensadores en diferentes Subestaciones. | 8 |
| 1.5. Líneas de subtransmision EMELNORTE. | 9 |
| 1.6. Protocolo de comunicaciones EMELNORTE. | 21 |
| 2.1. Comparaciones entre la red del siglo XX y la red del siglo CCI. | 35 |
| 4.1. Activos fijos. | 109 |
| 4.2. Activos diferidos. | 110 |
| 4.3. Mano de obra directa. | 111 |
| 4.4. Mano de obra indirecta. | 111 |
| 4.5. Materiales indirectos. | 112 |
| 4.6. Inversión Variable. | 112 |
| 4.7. Inversión total | 113 |
| 4.8. Valores límites admisibles, calidad de servicio eléctrico. | 118 |
| 4.9. Subestaciones asociadas a la subestación “El Retorno” | 119 |
| 4.10. Costo por ENS. | 119 |
| 4.11. Reducción ENS. | 121 |
| 4.12. Reducción por costos de producción. | 122 |
| 4.13. Resumen de los ingresos. | 123 |
| 4.14. Egresos. | 124 |
| 4.15. Inflación | 125 |
| 4.16. Proyección de Egresos | 125 |
| 4.17. Proyección de los Ingresos, | 126 |
| 4.18. Depreciación. | 127 |
| 4.19. Valor de rescate | 128 |
| 4.20. Flujo de Caja. | 129 |
| 4.21. Periodo de recuperación. | 134 |
| 4.22. Evaluación financiera del proyecto. | 135 |

ÍDICE DE ANEXOS.

| | |
|--|-----|
| 1. Área de Concesión de EMELNORTE | 146 |
| 2. Diagrama unifilar de la Subestación “El Retorno” | 147 |
| 3. Red Primaria de EMELNORTE. | 148 |
| 4. Diagrama unifilar de la Subestación “El Retorno” | 149 |
| 5. Equipos de la subestación “El Retorno” | 150 |
| 6. Equipos de comunicación para las Agencias de MELNORTE | 151 |
| 7. Esquema explicativo del sistema de gestión de distribución para acceso a la medición inteligente | 152 |
| 8. Esquema explicativo del sistema de gestión de distribución para acceso a la medición inteligente 2 | 153 |
| 9. Parámetros de la ENS de la EMELNORTE..... | 18 |

RESUMEN

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES EN LA EMELNORTE MEDIANTE TECNOLOGÍA INTELIGENTE

Christian Danilo Solano Medrano

Christiandsolanom@hotmail.com

Resumen—En la última década la industria eléctrica ha experimentado cambios importantes hacia la utilización e implementación de nuevas tecnologías con el objetivo de permitir un mejor aprovechamiento y una mayor eficiencia en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, en muchos lugares estos cambios han culminado en la aparición de un mayor mercado eléctrico.

De esta manera es que este documento se centra en dar una mirada e introducción de las tecnologías que van en búsqueda de la lograr una red Smart Grid y aplicarlas así en los sistemas de distribución de energía eléctrica, dado que Smart Grid en su generalidad es un tema muy incluyente, este trabajo se centrara en ayudar a identificar, clasificar y caracterizar un poco de la confusa diversidad de enfoques que se pueden encontrar en la literatura técnica sobre Smart Grid, y analizar la posible introducción en un sistema de

distribución. El trabajo presenta un estudio de las publicaciones más pertinentes en relación con el desarrollo y utilización de la tecnología Smart Grid.

Además, en este trabajo también se analizan las funcionalidades, adecuaciones y parámetros aplicables a la automatización de subestaciones de transformación de energía eléctrica, ya que para pensar en un cambio total al Smart Grid, se debería empezar por la automatización de todas las subestaciones eléctricas al sistema SCADA, razón por la cual se analizara y se sintetizara los respectivos costos y evaluaciones financieras para que pueda ser adecuara una subestación de la EMELNORTE al sistema SCADA.

Índice de términos— Control Supervisorio y adquisición de datos (SCADA), Dispositivo Electrónico Inteligente (IED), Fuentes de energía distribuida (DER), Redes Inteligentes Sistema de gestión Empresarial (EMS), Sistema Automático de Subestaciones (SAS).

INTRODUCCIÓN

Con el desarrollo del estudio de factibilidad de este proyecto se pretende exponer una propuesta que modele una estructura viable para la implementación de las Smart Grids, enfocándose en el estudio del SAS sin olvidarse de las etapas, DMS, OMS, SCADA, necesarias para su adecuada aplicación.

Para realizar el estudio del SAS se propone la integración de una subestación al sistema SCADA de la EMELNORTE delimitando así el espacio para este proceso hacia la subestación “Retorno”, considerando para el efecto todos los equipos y elementos de dicha subestación, tomando en cuenta los principios de integración del Smart Grid y los siguientes aspectos:

Situación actual de EMELNORTE.- En este capítulo se presenta de manera sintetizada todo el sistema actual de la EMELNORTE, El resumen de la subestación que será parte de este estudio económico, demás se expone la situación actual de la red de comunicaciones de la empresa, así como también el detalle y las características de los equipos de red utilizados.

Estudio para la implementación del SAS aplicando tecnología inteligente.- En este capítulo se expone un estudio de las publicaciones más pertinentes en relación con el desarrollo y utilización de la tecnología inteligente, las características de las técnicas del SAS, y el análisis de la posible introducción en un sistema de distribución.

Estudio técnico o ingeniería del proyecto.- En este capítulo se presenta información, a modo de marco teórico, referente a subestaciones eléctricas convencionales y su automatización, en donde se detalla: características, estructura, configuraciones, equipos, funcionamiento y funciones; también se encuentra la información necesaria para realizar el proceso de integración de una subestación convencional a un sistema SCADA.

Propuesta de la factibilidad, estudio económico financiero.- En este capítulo se presenta el análisis económico que será la parte esencial a la implementación del sistema de automatización requerido. También se analizan los beneficios que genera la implementación del sistema de automatización con lo que se evalúa la factibilidad económica del proyecto.

CAPITULO I

SITUACION ACTUAL DE EMELNORTE.

En este capítulo se presenta de manera sintetizada todo el sistema actual de la EMELNORTE, El resumen de la subestación que será parte de este estudio económico, además se expone la situación actual de la red de comunicaciones de la empresa, así como también el detalle y las características de los equipos de red utilizados.

1.1. SISTEMA ELECTRICO Y ANTECEDENTES.

La empresa eléctrica Regional Norte, es una de las 11 empresas eléctricas nacionales, cuya misión fundamental consiste en la distribución y comercialización de energía eléctrica en un mercado cautivo, conformado por consumidores industriales, comerciales y residenciales, ubicados en las áreas urbanas y rurales de las provincias de Imbabura y Carchi, los cantones de Cayambe y Pedro Moncayo de la provincia de Pichincha, el cantón Sucumbíos de la provincia del mismo nombre, y dos parroquias de la provincia de Esmeraldas, Alto Tambo y Durango, que pertenecen al cantón San Lorenzo. El área de concesión otorgada por el CONELEC es de una extensión aproximada 12000 km², los cuales están divididos en cuatro jefaturas zonales, estas jefaturas se detallan en la Tabla 1.1 y su figura se muestra en el Anexo 1.

| | ZONA 1 | ZONA 2 | ZONA3 | ZONA 4 |
|--------------------------|---|---|--|---|
| UBICACIÓN | Prov. Pichincha Parte sur de la concesión | Prov. Imbabura Parte centro de la concesión | Prov. Imbabura, Carchi, Esmeraldas Parte centro-norte de la concesión | Prov. Carchi, Sucumbios Parte Norte de la concesión |
| CANTONES | Cayambe y Pedro Moncayo | Otavallo, Antonio Ante, Cotacachi | Ibarra, Pimampiro, Urcuqui, Mira, San Lorenzo | Tulcan, Bolivar, Mira, Espej o, Montufar San Pedro de Huaca, Sucumbios |
| AGENCIAS | Tabacundo y Cayambe | Otavallo, Atuntaqui, Co tacachi | Ibarra, Oficina matriz | Agencias en cada cantón |
| TIPO DE CARGA | Industrial. Carga residencial dispersa y en su mayoría rural | Residencial, en su mayoría dispersa Carga Industrial, muy poca | Residencial. Carga Industrial, muy poca | Industrial, Residencial, Rural |

TABLA 1.1: Área de Concesión de EMELNORTE.

FUENTE: Investigación directa.

1.2. SISTEMA DE OPERACIÓN DE EMELNORTE.

El sistema de operación actual de EMELNORTE se encuentra ejecutado tanto por el departamento de Generación como por el departamento de Distribución.

1.2.1. Departamento de generación.

El departamento de generación se encarga de operar y mantener las centrales propias que tiene la empresa, misma que posee cuatro centrales hidroeléctricas y una de generación térmica, con una capacidad instalada de 15MW y cuenta con una capacidad efectiva de 14.27MW aproximadamente.

| CENTRAL | TIPO | GENERADOR | V.NOMINAL (Kv) | POTENCIA(Kw) | | CAUDAL (m/s) |
|---------------|------|--------------|-------------------|--------------|-----------|-----------------|
| | | | | NOMINAL | EFFECTIVA | |
| Ambi | H | Mather&Platt | 4.16 | 4000 | 4000 | 2.89 |
| Ambi | H | Mather&Platt | 4.16 | 4000 | 4000 | 2.89 |
| San Miguel | H | Brown Boveri | 4.16 | 2950 | 2950 | 2.81 |
| La Playa | H | Brown Boveri | 6.3 | 440 | 440 | 0.9 |
| La Playa | H | Brown Boveri | 6.3 | 440 | 440 | 0.9 |
| La Playa | H | Brown Boveri | 6.3 | 440 | 440 | 0.9 |
| San Francisco | T | G.Motors | 4.16 | 2500 | 1800 | xxx |
| San Gabriel | H | Brown Boveri | 0.4 | 230 | 200 | 0.47 |

TABLA 1.2: Centrales de generación pertenecientes a EMELNORTE.

FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE.

Así mismo, conjuntamente con estas centrales se encuentran otras empresas privadas que cuentan con generadores propios para proveer su carga, mismas que ocasionalmente comercializan su energía con el sistema de EMELNORTE. Actualmente los autogeneradores son:

- Electroandina con la central Otavalo de 600 kVA y la central Espejo con 660 kVA.
- Hidroimbabura con las centrales Atuntaqui y Cotacachi de 500 kVA cada una.
- Molinos la Unión con 800 kVA.

Los procesos para el funcionamiento de la mayor parte de las centrales, son realizados por los operadores, la mayoría del personal del Departamento de Generación está a cargo de la programación operativa, despacho de carga, programación de las actividades de mantenimiento, toma de lecturas y reportes de informes de la mayoría de datos que se obtienen de la central.

1.2.2. Departamento de distribución.

El sistema eléctrico de EMELNORTE recibe la energía del Sistema Nacional Interconectado (SNI) en dos subestaciones, las cuales se encargan de reducir el voltaje de transmisión de 138 kV entregada por el SNI al voltaje de subtransmisión de 69 kV y de 34,5 kV, las mismas se encuentran ubicadas en los siguientes puntos:

1. En la ciudad de Ibarra Provincia de Imbabura, mediante la Subestación Bellavista, tienen tres barras de conexión.
 - a. La barra D077IB69 con un transformador de 33 MVA que alimenta a las subestaciones de distribución Cotacahi, Otavalo, Cayambe, La Esperanza y El Chota a 69 kV.
 - b. La barra Móvil con un transformador de 30 MVA que alimenta a las subestaciones San Agustín y “El Retorno” a 69 kV.
 - c. La barra D079IB34 con un transformador de 30/40/50 MVA con un voltaje de 34,5 kV que alimenta a las subestaciones Alpachaca y a las de distribución 39kV Diesel y Atuntaqui. A esta barra se encuentra conectada una línea que vincula la fábrica de cemento Selva Alegre.

De la subestación Bellavista salen cuatro circuitos de 69 kV.

- a) Circuito1, Subestaciones Ibarra-Otavalo (19.4 Km) y Subestaciones Otavalo-Cayambe (26.5 Km).

- b) Circuito 2, Subestaciones Ibarra-San Agustín (6 Km) y Subestaciones San Agustín-Retorno (2 Km).
- c) Circuito 3, Subestaciones Ibarra-Chota (20.5 Km), y Subestaciones Chota-El Ángel (20.5 Km).
- d) Circuito 4, Subestaciones Ibarra-San Gabriel (29 Km).

Además un circuito de 138 a 34.5kV (3.7 Km), a la subestación de seccionamiento “Alpachaca”, y de esta subestación salen tres circuitos a 34.5kV.

- a) Circuito1, Subestaciones Alpachaca-Atuntaqui a una distancia de 5.5Km.
- b) Circuito2, Subestaciones Alpachaca-Tabacundo, recorre 37Km.
- c) Circuito3, Subestaciones Alpachaca-Diesel tras recorrer 1.3Km.

2. Subestación Tulcán, ubicada en la ciudad de Tulcán Provincia del Carchi con una barra de conexión, la cual cuenta con un transformador de 33 MVA y alimenta a las subestaciones de distribución Tulcán, San Gabriel y El Ángel desde la cual salen dos circuitos a 69 kV.

- a. Circuito1, Subestaciones Tulcán-San Gabriel (29 Km).
- b. Circuito2, Subestaciones Tulcán (TRANS)-Tulcán (2 Km) y Subestaciones Tulcán-El Rosal (5.6 Km).

El diagrama unifilar del sistema eléctrico de EMELNORTE se muestra en el Anexo 2.

En los sistemas de distribución, las fallas o desconexiones son informadas de manera oportuna ya sea vía radio o por teléfono de manera que la comunicación opera de manera eficiente, la misma que es dada por el Departamento de distribución, el cual maneja las operaciones diarias, anual y de mantenimiento de todo el sistema de distribución.

Las operaciones son manipuladas por los operadores los cuáles toman datos de los instrumentos, voltajes, amperajes y alarmas así como el estado de corriente continua. Otra de las funciones de los antes citados es transcribir los datos a hojas de reportes pre-impresas para así poder determinar de acuerdo a la carga las proyecciones de funciones en los alimentadores primarios, siempre determinando puntos críticos lo que permite modificaciones en el área de servicio.

1.2.2.1. Subestaciones de Distribución.

En el sistema eléctrico de EMELNORTE, actualmente existen los siguientes elementos:

- a. Doce subestaciones de distribución.
- b. Dos subestaciones de elevación donde se conectan:
 - Dos centrales generadoras.
 - Dos subestaciones de seccionamiento.
 - Una subestación en desuso.

Las características más importantes de estas subestaciones se indican en la tabla 1.3.

Como se mencionó anteriormente, existe una subestación en desuso, denominada la Subestación Tabacundo, la cual, dejó de funcionar cuando entro a operación la subestación Esperanza en el 2006, ver tabla 1.4.

1.2.2.2. Líneas de Subtransmisión.

Las líneas de subtransmisión son las encargadas de enlazar los puntos de conexión entre la empresa y el S.N.I.

| SUBESTACION (Nombre) | TIPO | TRAFOS (Numero) | VOLTAJES (kV) | | CAPACIDAD (MVA) | | A/P (Numero) | LOCALIZACION | |
|-------------------------|----------------|--------------------|------------------|------|--------------------|------|-----------------|--------------|---------------|
| | | | I | O | OA | FA | | Provincia | Canton |
| Cotacachi | Distribucion | 1 | 69 | 13.8 | 5 | 6.5 | 3 | Imbabura | Cotacachi |
| Otavallo | Distribucion | 1 | 69 | 13.8 | 10 | 6.5 | 4 | Imbabura | Otavallo |
| Cayambe | Distribucion | 1 | 69 | 13.8 | 10 | 6.5 | 4 | Pichincha | Cayambe |
| La esperanza | Distribucion | 1 | 69 | 13.8 | 10 | 12.5 | 3 | Pichincha | Pedro Moncayo |
| San Agustin | Distribucion | 1 | 69 | 13.8 | 10 | 12.5 | 5 | Imbabura | Ibarra |
| “El Retorno” | Distribucion | 1 | 69 | 13.8 | 10 | 12.5 | 4 | Imbabura | Ibarra |
| El Chota | Distribucion | 1 | 69 | 13.8 | 5 | | 3 | Imbabura | Ibarra |
| El Angel | Distribucion | 1 | 69 | 13.8 | 2.5 | | 2 | Carchi | Espejo |
| San Gabriel | Distribucion | 1 | 69 | 13.8 | 10 | 12.5 | 4 | Carchi | Montufar |
| Tulcan | Distribucion | 1 | 69 | 13.8 | 10 | 12.5 | 4 | Carchi | Tulcan |
| Diesel | Distribucion | 3 | 34.5 | 13.8 | 4 | | 5 | Imbabura | Ibarra |
| | | 1 | 13.8 | 6.3 | 3 | 3.75 | 3 | | |
| Atuntaqui | Distribucion | 3 | 34.5 | 13.8 | 2.5 | | 2 | Imbabura | Antonio Ante |
| | | 1 | 34.5 | 13.8 | 2 | | 1 | | |
| Tabacundo | Distribucion | 1 | 34.5 | 13.8 | 3.75 | | 3 | Pichincha | Cayambe |
| La Playa | Elevacion | 1 | 6.3 | 13.8 | 1.5 | | *** | Imbabura | Ibarra |
| El Rosal | Elevacion | 1 | 34.5 | 69 | 10 | 12.5 | *** | Carchi | Tulcan |
| Alpachaca | Seccionamiento | *** | *** | 34.5 | *** | *** | *** | Imbabura | Ibarra |
| San Vicente | Seccionamiento | *** | *** | 34.5 | *** | *** | *** | Imbabura | Otavallo |

TABLA 1.3: Subestaciones de distribución de EMELNORTE.

FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE.

| SUBESTACION (Nombre) | V.NOMINAL (KV) | CAPACIDAD (MVAR) |
|-------------------------|-------------------|---------------------|
| San Gabriel | 13.8 | 0.6 |
| Diesel | 13.8 | 1.8 |
| “El Retorno” | 13.8 | 0.8 |
| Otavallo | 13.8 | 2.4 |
| Cayambe | 13.8 | 3 |

TABLA 1.4: Condensadores en diferentes Subestaciones.

FUENTE: Investigación directa.

El sistema de subtransmisión consta de una configuración radial y de un solo circuito, con interruptores y fusibles tripolares como protección principal y para apertura de circuitos en caso de mantenimiento. El sistema eléctrico mantiene los siguientes niveles de voltaje 69kV y 34.5kV. Ver tabla 1.5 y Anexo 2.

| LINEAS DE SUBTRANSMISION | | VOLTAJE (KV) | LONG (Km) | CONDUCTOR DE FASE | |
|--------------------------|------------------------|-----------------|--------------|-------------------|-----------|
| Subestacion de salida | Subestacion de Llegada | | | Tipo | Conductor |
| Bellavista | San Agustín | 69 | 6/2.5 | Hawk/Partridge | 477/266.8 |
| San Agustín | “El Retorno” | 69 | 2/2.5 | Partridge/Hawk | 266.8/477 |
| Bellavista | Otavalo | 69 | 19.4 | Hawk | 477 |
| Otavalo | Cayambe | 69 | 26.5 | Partridge | 266,8 |
| Cayamb | La Esperanza | 69 | 11.8 | Flicke | 477 |
| Bellavista | El Chota | 69 | 20.6 | Linnet | 366.4 |
| Chota | El Ángel | 69 | 20.5 | Linnet | 366.4 |
| El Ángel | San Gabriel | 69 | 13.8 | Linnet | 366.4 |
| San Gabriel | Tulcán | 69 | 30.7 | Linnet | 366.4 |
| Tulcán | El Rosal | 69 | 5.6 | Hawk | 477 |
| Tulcán S.N.I | Tulcán | 69 | 2 | Linnet | 366.4 |
| Bellavista | Cotacachi | 69 | 13.5 | Flicke | 477 |
| Bellavista | Alpachaca | 34.5 | 3.7 | Linnet | 366.4 |
| Alpachaca | C.H. El Ambi | 34.5 | 5 | Raven | 1/0 |
| Alpachaca | Diesel | 34.5 | 1.3 | Quail | 2/0 |
| Alpachaca | Der. Atuntaqui | 34.5 | 5.5 | Linnet | 366.4 |
| Der. Atuntaqui | San Vicente | 34.5 | 5.5 | Linnet | 366.4 |
| San Vicente | Tabacundo | 34.5 | 26.8 | Pigeon | 3/0 |
| Der.Atuntaqui | Atuntaqu | 34.5 | 5 | Quail | 2/0 |
| Bellavista | Selva Alegre | 34.5 | 22 | Hawk | 477 |
| El RosalC.H | San Miguelde Car | 34.5 | 14 | Quail | 2/0 |
| El Rosal | Limite Ecu-Col | 34.5 | 3.3 | Quail | 1/0 |

TABLA 1.5: Líneas de subtransmisión EMELNORTE.

FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE.

1.2.2.3. Red primaria.

El sistema de subtransmisión consta en su gran mayoría de una configuración radial, con interruptores y fusibles como protección principal y para apertura de circuitos en caso de mantenimiento. Tiene alimentadores con una extensión aproximada de 4700 km con niveles de voltaje 6.3kV para el centro de la ciudad de Ibarra, cerca del 1% del total de la red y de 13.8kV en casi toda el área de concesión, cerca del 99%.

En la tabla del *Anexo 3* se puede observar la longitud en kilómetros de la red primaria de EMELNORTE por subestación así como también el voltaje y el número de alimentadores que posee cada una.

1.2.2.4. Red Secundaria.

Las redes secundarias pertenecientes a EMELNORTE incluyendo alumbrado público y redes subterráneas se resumen en lo siguiente:

- a. Redes Monofásicas con una extensión aproximada de 10500 km con un voltaje de 240/120 V.
- b. Redes Bifásicas con una extensión aproximada de 6000 km con un voltaje de 240/120V.
- c. Redes Trifásicas con una extensión aproximada de 2000 km con un voltaje de 210/121V.

1.2.3. Subestación “El Retorno”.

La subestación “El Retorno”, está ubicada en el cantón Ibarra, zona sur-centro de esta ciudad, fue construida en el año 1999, es una subestación de distribución y de paso.

- a. Distribución o reductora, se encarga de recibir la energía a un nivel de 69 kV del SNI y luego la distribuye a un nivel de 13.8 kV.
- b. Subestación de paso, se encarga de realizar la conexión entre el SNI y la subestación “San Agustín”, a nivel de 69 kV.

Esta subestación está diseñada para una corriente nominal de 1200 A, y tiene una capacidad interruptiva de 500 MVA, tiene una configuración de barra simple operando con un solo transformador y posee cinco alimentadores a nivel de 13.8 kV para proveer de energía eléctrica al centro y norte de la ciudad. En el Anexo 4 se muestra el diagrama unifilar de la subestación “El Retorno”, el cual tiene 7 bahías de línea (salidas de energía) con configuración, filosofía de maniobra, enclavamientos y esquemas de protecciones y control idénticos, cinco a nivel de 13.8 kV y dos a 69kV.

Los principales equipos que se encuentran funcionando dentro de la subestación “El Retorno”, tanto en 13.8kV como en 69kV, se encuentran visualizados en la tabla del Anexo 5, con sus características más importantes.

1.2.3.1. Bahías a nivel de voltaje de 13.8kV.

A nivel de 13.8 kV la subestación “El Retorno” tiene cinco bahías de salida, cada una de ellas tiene:

- ✓ Un disyuntor para la conexión y desconexión en casos de emergencia o falla.
- ✓ Seis transformadores de corriente (TC`s).
- ✓ Una unidad de protección del alimentador (DPU2000R).
- ✓ Un medidor multifuncional (ION 8500).

Con el fin de obtener señales de voltaje para los dispositivos de protección y medición, se usan tres transformadores de potencial (TP`s), que toman la señal de voltaje directamente de la barra. Las señales de corriente que van a los dispositivos son dadas por los transformadores de corriente (TC`s); tres TC`s dan las señales a la DPU¹ y tres al medidor. También existe un relé de frecuencia para todas las bahías de línea, este recibe la señal de voltaje de los tres TP`s. En la figura 1 se puede ver la estructura física de una bahía a nivel de 13.8 kV.

La existencia de un medidor multifuncional (ALPHA METER)², permite tomar una señal de voltaje de los TP`s, para realizar la función de protección diferencial, también recibe la señal de corriente del lado de 69 kV, que es tomada a través de tres TC`s. La conexión del transformador de potencia a la barra de 69 kV se realiza a través de un disyuntor y un seccionador. Los disyuntores de la bahía de transformador se disparan de

¹ **DPU (Data Protection Unit).** Unidad de protección de datos, dispositivo que proporciona recuperación de datos en caso de fallos, y permite restablecer los datos a altas velocidades.

² **ALPHA METER,** Equipo usado para la medición de variables eléctricas, Corriente, Voltaje, Potencia, Energía y otras.

manera automática al recibir la señal desde la DPU. Esta señal de disparo pasa a través del relé auxiliar de bloqueo.

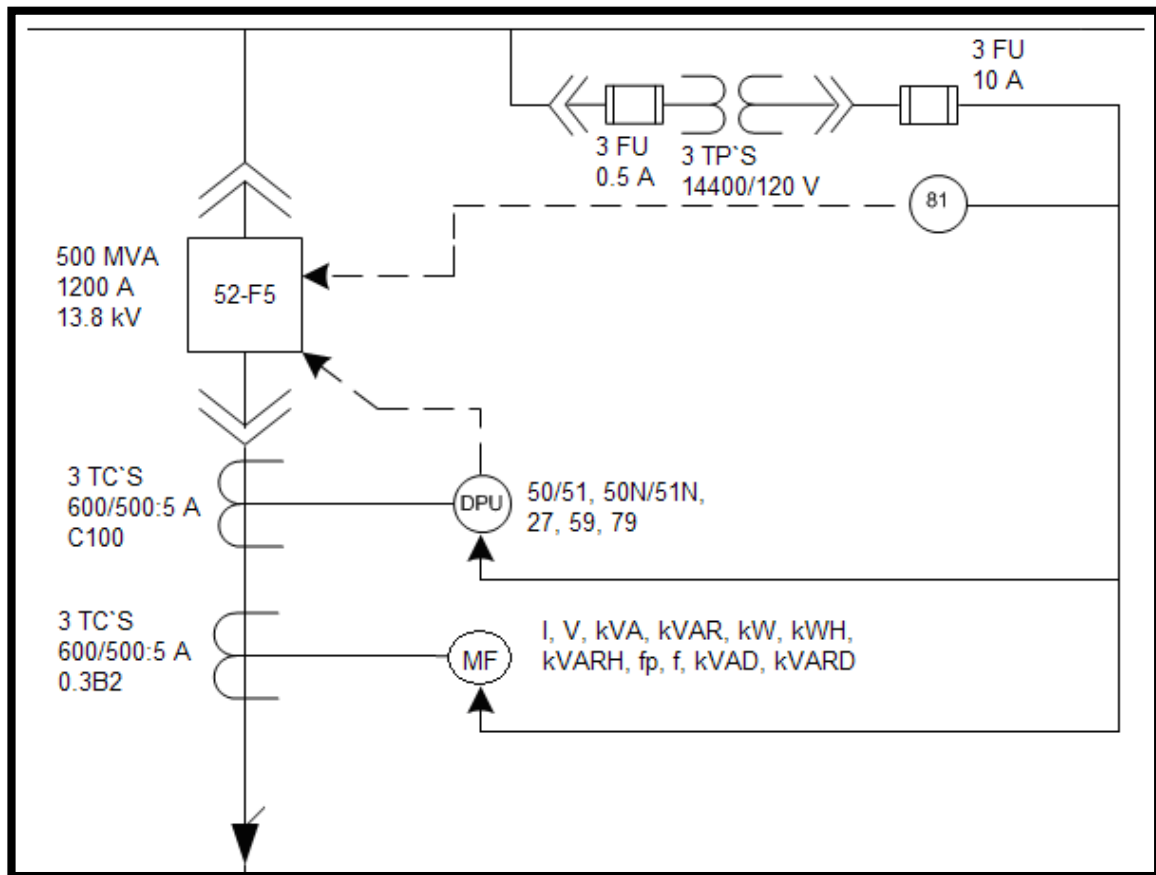


FIGURA 1.1: Estructura de una bahía a 13.8kV.

FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE.

El seccionador no está acoplado al sistema automático, sino que se acciona únicamente de forma manual, aunque también tiene un mecanismo motorizado que permitiría acoplarlo al sistema automático. El transformador de potencia tiene un sistema de enfriamiento que puede ser activado de forma manual o automática. En la figura 1.2 se puede ver la estructura física de la bahía de transformador.

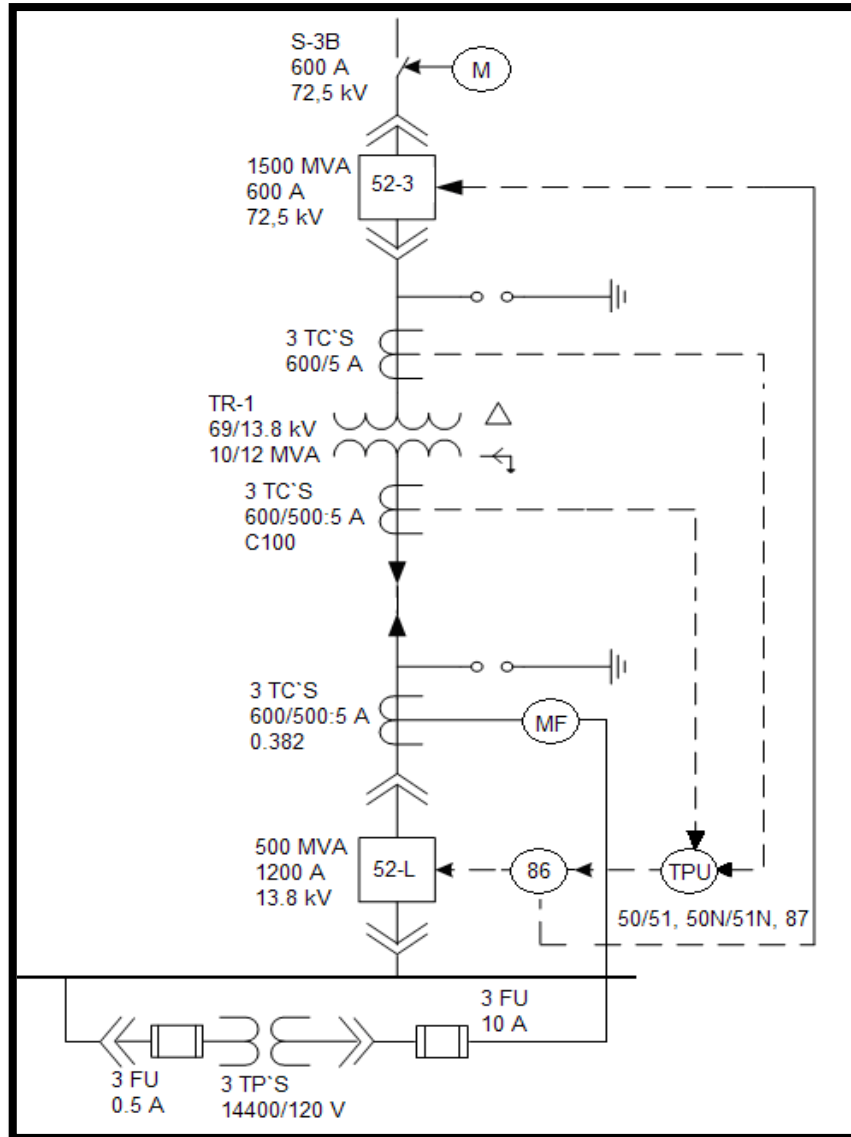


FIGURA 1.2: Estructura de la bahía del transformador.

FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE.

1.2.3.2. Bahías a 69kV.

A nivel de 69 kV existen dos bahías:

- ✓ Una conecta a la subestación “San Agustín” con la central “Bellavista”
- ✓ Otra línea es la que alimenta a la subestación “El Retorno”.

[illegible]

FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE.

El sistema de EMELNORTE tiene una red WAN la cual permite la conexión de la matriz hacia todas sus agencias, esta interconexión se la realiza con enlaces inalámbricos y de fibra óptica, la misma que tiene 81 enlaces independientes. La transmisión de datos

14

se la realiza a través la red metropolitana de la Corporación Nacional De Telecomunicaciones (CNT).

Esta red conecta las subestaciones “San Agustín” y “El Retorno”, la Agencia Sur, el Despacho de Carga, la Bodega y los Departamentos de Generación. La subestación matriz se conecta con la Bodega General con enlace inalámbrico directo y de la misma manera con el despacho de carga y el departamento de subestaciones. La Matriz se interconecta con la Bodega General mediante un enlace inalámbrico con línea de vista.

Para realizar los enlaces inalámbricos se utilizan antenas que operan en la frecuencia de 5.8 GHz, y los datos se transmiten utilizando modulación OFDM⁴. Para la interconexión con la Dirección de Generación se tiene un tendido de cable UTP⁵.

Los equipos utilizados en esta configuración LAN y WLAN se detallan en la tabla del *Anexo 6*; mientras que el sistema lógico de la red de comunicaciones para la ciudad de Ibarra se lo puede visualizar en la figura 1.4.

1.3.1. Configuración de las Agencias hacia la matriz.

A través del detalle en los siguientes literales se muestra de manera esquemática las configuraciones de las conexiones.

⁴ **OFDM** (Orthogonal Frequency Division Multiplexing): consiste en enviar un conjunto de portadoras de frecuencias distintas, donde cada una de las portadoras transporta información la que es modulada en QAM (Modulación por Amplitud en Cuadratura) o PSK (Modulación por desplazamiento de fase).

⁵ **UTP** (Unshielded Twisted Pair): par trenzado no apantallado, tipo de medio alámbrico utilizado para comunicaciones.

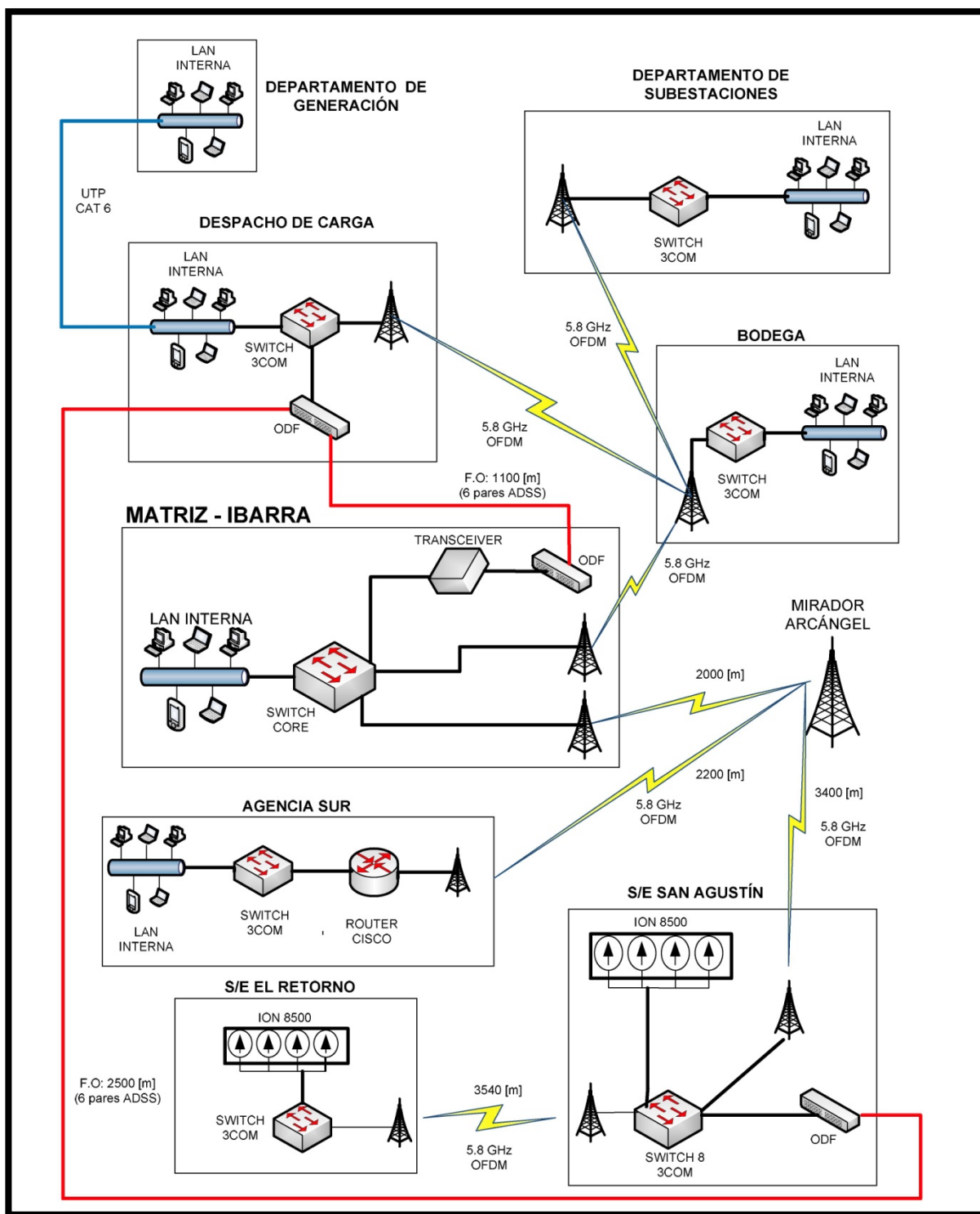


FIGURA 1.4.: Sistema de comunicaciones de la ciudad de Ibarra.

FUENTE: Departamento de sistemas EMELNORTE.

- a) Para la Interconexión con el sitio remoto (agencia matriz Ibarra) de las agencias Tulcán, San Gabriel, Bolívar, El Ángel, Mira, Pimampiro, Urcuquí, Atuntaqui, Cotacachi, Otavalo, Cayambe y Tabacundo se la realiza a través de red LAN⁶ interna, ésta se conmuta por medio de un *Switch* (3COM), luego de lo cual se conecta a un Ruteador (Cisco 800), posteriormente utilizando el puerto G.SHDSL⁷ del ruteador se conecta a la red de CNT a través de una línea ADSL⁸, finalmente para llegar al edificio matriz.

CNT envía los datos procesados internamente a través de una conexión de última milla utilizando fibra óptica, datos que son recibidos por un ODF⁹ para luego transferirlos a un *Transceiver*¹⁰, desde donde se envían los datos a un Ruteador (Cisco 2800) y luego a un *Switch* (*Core*), desde el cual se envían los datos a la red LAN interna de la matriz.

En la figura 1.5. Se puede ver el diagrama lógico de la configuración de comunicación para las Agencias mencionadas.

- b) La Agencia Sur se Interconectan con el sitio remoto (agencia matriz Ibarra), a través de un enlace inalámbrico que utiliza una estación repetidora situada en la

⁶ LAN (*Local Area Network*), Red de área local. Una LAN es una red que conecta los ordenadores en un área relativamente pequeña y predeterminada (como una habitación, un edificio, o un conjunto de edificios)

⁷ G.SHDSL: estándar de la UIT, el cual ofrece anchos de banda simétricos comprendidos entre 192 Kbps y 2.3 Mbps. Ofrece mayores distancias en comparación a otros estándares DSL, y es altamente compatible con los mismos.

⁸ ADSL (Línea de suscriptor digital asimétrica): consiste en una transmisión de datos digitales sobre el par de cobre que utiliza la telefonía convencional con un alcance máximo de 5,5 km medidos desde la central telefónica.

⁹ ODF (Distribuidor de Fibra Óptica): es el elemento que sirve para distribuir cada una de las fibras tanto en transmisión como en recepción.

¹⁰ TRANSCEIVE (Transductor,) Es un transmisor/receptor de señales de radio frecuencia (RF), sirve para conectar aparatos por vía inalámbrica.

loma de Guayabillas en el sector de San Miguel Arcángel, el esquema se muestra en la figura 1.6.

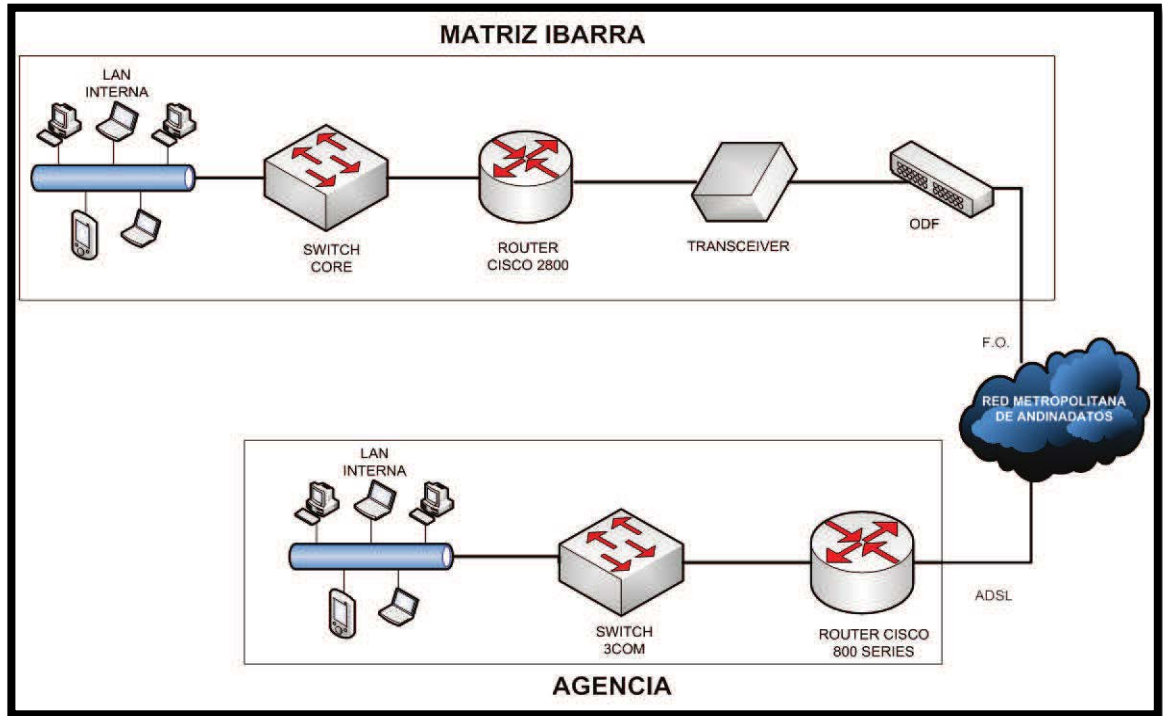


FIGURA 1.5: Configuración de la red WAN Agencias norte

FUENTE: Departamento de sistemas EMELNORTE

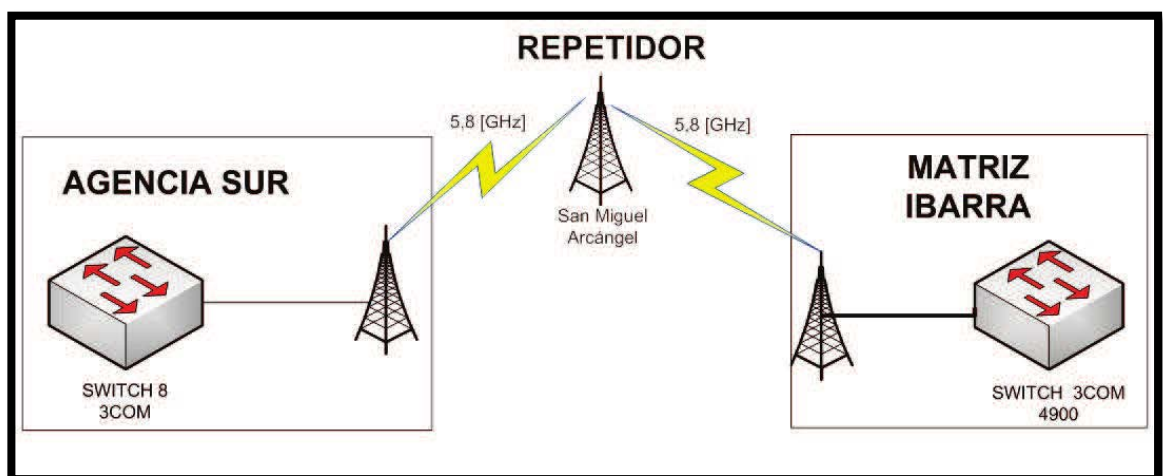


FIGURA 1.6: Configuración de la red WAN Agencia Sur

FUENTE: Departamento de sistemas EMELNORTE

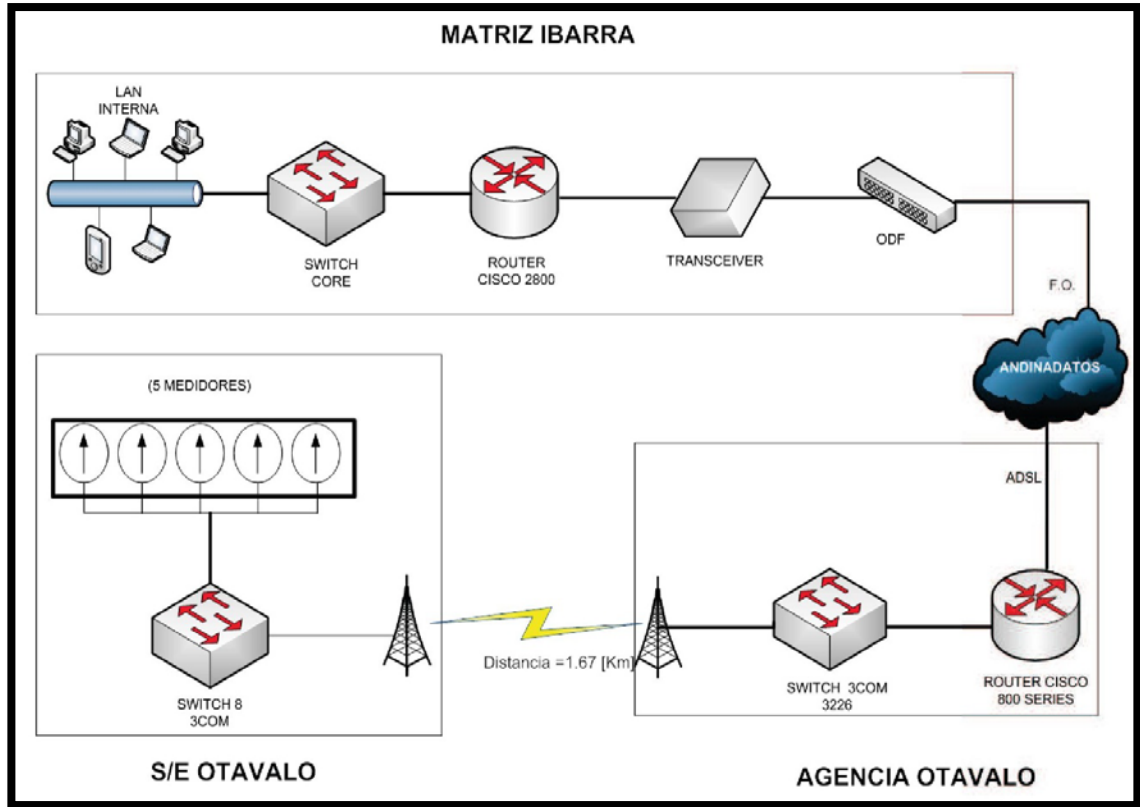


FIGURA 1.7: Configuración de la red WAN Agencia Otavalo.

FUENTE: Departamento de sistemas EMELNORTE.

c) Las agencias Otavalo y Cayambe tienen conexión con las siguientes subestaciones:

- ✓ Otavalo mediante un enlace inalámbrico. Figura 1.7
- ✓ Cayambe que también mantiene un enlace en fibra óptica, Figura 1.8.

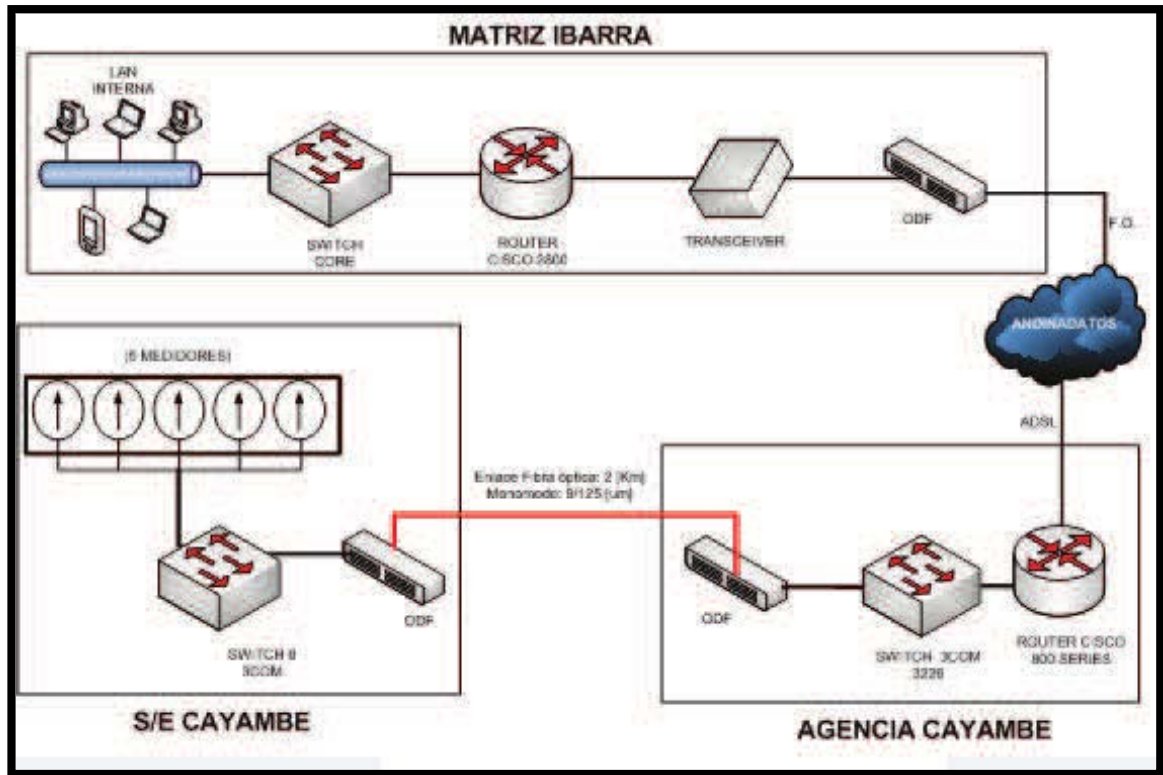


FIGURA 1.8: Configuración de la red WAN Agencia Cayambe

FUENTE: Departamento de sistemas EMELNORTE

1.3.2. Configuración con las centrales de generación.

La configuración de comunicaciones para las centrales de generación de EMELNORTE se las realiza a través de medidores digitales ION, los mismos que permiten levantar datos obtenidos de éstos y de algunos otros dispositivos tomando en consideración las variables físicas tales como: temperatura, estado de válvulas, alarmas, entre otras, a la Internet. En estricto sentido, los datos son registrados por el CENACE, el Departamento de Centrales de Generación en el Despacho de Carga y por el Departamento de Sistemas ubicado en la matriz en la ciudad de Ibarra.

La configuración de comunicaciones para las centrales de generación de EMELNORTE se las presentada en la figura 1.9.

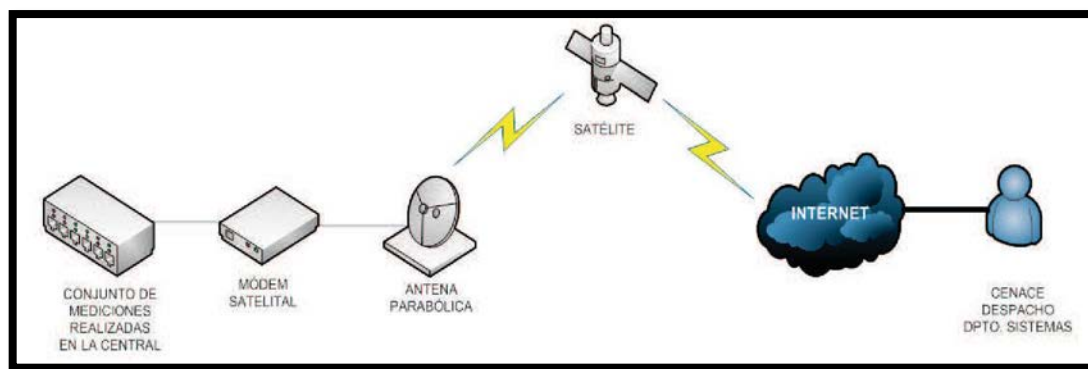


FIGURA 1.9: Configuración para las centrales de generación.

FUENTE: Departamento de sistemas EMELNORTE.

1.3.3. Protocolo de comunicaciones.

Cada una de las agencias de EMELNORTE trabaja sobre algunos protocolos dependiendo de las aplicaciones que sean necesarias, estos protocolos se los realiza a través de la red metropolitana de CNT, los cuales permiten la transmisión de datos requeridos hacia la matriz.

| APLICACIONES | PROTOCOLOS |
|-----------------------|------------|
| Correo electronic | POP3, SMTP |
| Administracion de red | SNMP |
| Sistema Interno | ICA |
| Aplicaciones Web | HTTP |
| Modo character | TELNET |

TABLA 1.6: Protocolo de comunicaciones EMELNORTE

FUENTE: Investigación directa.

Las aplicaciones y sus protocolos correspondientes usados por las agencias de EMELNORTE se las visualizadas en la tabla 1.6.

1.3.3.1. Correo Electrónico.

Los protocolos de comunicaciones para la aplicación de correo electrónico que usa EMELNORTE son SMTP y POP3.

- a. SMTP (*Simple Mail Transfer Protocol*):** “Protocolo Simple de Transmisión de Correo” es el protocolo que se usa para el intercambio de mensajes en EMELNORTE, este consiste en su totalidad por líneas de texto escritas en caracteres ASCII y se lo visualiza a través de un programa llamado Microsoft Outlook Express.
- b. POP3 (*Post Office Protocol 3 Version*):** “Protocolo de Oficina de Correos Versión 3”. este protocolo permite a los usuarios de EMELNORTE acceder a los mensajes de correo electrónico almacenados temporalmente en un servidor remoto.

1.3.3.2. Administración de la red.

Administración de la red es un proceso que permite mantener estándares satisfactorios en el funcionamiento de la red, y así, conservarla eficiente, operativa y segura.

EMELNORTE opera con el protocolo SNMP (*Simple Network Management Protocol*), de la capa aplicación de la familia TCP/IP el cual permite monitorear el estado de los diferentes dispositivos que componen una red. Cada equipo que forma parte de este protocolo ejecuta procesos, los cuales permiten realizar la administración de la red de manera local y remota.

1.3.3.3. Sistema Interno.

Las agencias de EMELNORTE trabajan sobre el módulo del sistema del área comercial, el cual, se encuentra desarrollado sobre la base de datos ORACLE 10G, y las

aplicaciones están implementadas en ORACLE FORMS 6I. El acceso a las aplicaciones es realizado a través de una conexión de Terminal Server con un Servidor CITRIX.

Para la transmisión de los datos de pantalla, teclado y ratón generados por el módulo del área Comercial en las agencias, se utiliza el protocolo ICA (Arquitectura de Computación Independiente), el cual es utilizado por la empresa CITRIX para la transmisión de datos basada en servidores.

1.3.3.4. Aplicaciones Web.

Son aplicaciones que permiten acceder a los usuarios de la red a documentos y archivos que se encuentran en el internet. En EMELNORTE, los servidores Web se comunican mediante el protocolo HTTP (Protocolo de Transferencia de Hipertexto), este protocolo define la sintaxis de los mensajes entre los clientes y los servidores, es decir, HTTP es un protocolo basado en operaciones de solicitud y respuesta.

1.3.3.5. Aplicaciones en modo carácter.

EMELNORTE usa aplicaciones en modo carácter, en la cual realiza sesiones Telnet, este es un protocolo que permite establecer conexiones entre un cliente y un servidor usando el puerto 23 de la máquina del servidor.

Telnet se desarrolló como un servicio cliente – servidor para establecer una sesión, es necesario disponer del nombre de usuario y de una contraseña que permita establecer la sesión con un terminal remoto. Luego de que se establece la conexión, el usuario local es capaz de acceder al terminal remoto y ejecutar líneas de instrucciones.

1.4. ALTERNATIVAS GENERALES DE MEJORAMIENTO.

Con base al análisis de la situación actual de la EMELNORTE, se propone como alternativas generales de mejoramiento las siguientes:

- Automatizar todas las subestaciones.
- Efectuar los estudios técnicos y económicos que permitan determinar las condiciones para establecer que partes deben ser cambiadas, añadidas o conservadas, minimizando gastos y el tiempo de ejecución.
- Utilizar un solo dispositivo para realizar todas las funciones necesarias: protección, control, monitoreo, adquisición de datos, supervisión y comunicación, esto de acuerdo a la configuración que se debe programar en el sistema SCADA, adicional a esto siempre se recomienda mantener equipos de alta tecnología.
- Implementar en la subestación dispositivos e instrumentos con capacidades de comunicación avanzadas, para poder tener la capacidad de ser conectados directamente a una red de comunicaciones y así realizar las funciones de control y supervisión remotos.

CAPITULO II

ESTUDIO PARA IMPLEMENTACION DEL SAS APLICANDO TECNOLOGIA INTELIGENTE.

En este capítulo se expone un estudio de las publicaciones más pertinentes en relación con el desarrollo y utilización de la tecnología inteligente, las características de las técnicas del SAS, y el análisis de la posible introducción en un sistema de distribución.

2.1. PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACIÓN.

2.1.1. Sistema eléctrico actual.

Una red tradicional básicamente está formada por:

- **Un sistema eléctrico de potencia (SEP),** Siendo el objetivo esencial proporcionar energía necesaria para satisfacer la demanda de los clientes, alcanzar este fin implica generar, transmitir, distribuir, comercializar la energía eléctrica hasta los usuarios finales. El SEP está compuesto principalmente de tres subconjuntos que a continuación se detallan:
 - ✓ **Generación:** Las principales centrales de energía eléctrica, pueden ser hidráulicas, térmicas, nucleares, energías renovables etc.
 - ✓ **Transmisión:** El objetivo principal es transmitir la energía desde las lejanas localidades de las centrales de generación hacia las subestaciones de distribución o puntos de consumo en las grandes ciudades, atravesando largas distancias entre regiones o incluso países.
 - ✓ **Distribución:** Esta se encargan de entregar la energía desde las subestaciones de distribución S/E a los clientes finales, acotando que la distribución de energía se realiza a niveles de media y baja tensión, garantizando en todo momento la calidad del suministro.

A continuación en la Figura 2.1 se observa la estructura actual de la mayoría de los Sistemas Eléctricos de Potencia ecuatorianos.

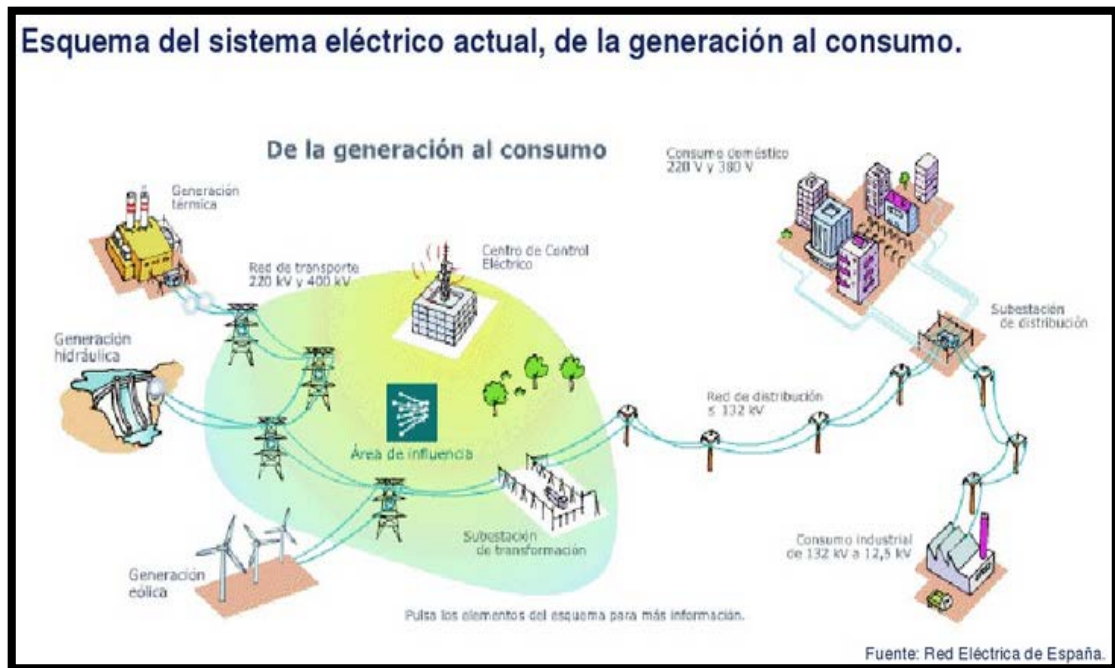


Figura 2.1. Sistema actual de un SEP.

Fuente: Suelo Solar [Online]. Disponible:
<http://www.suelosolar.es/newsolares/newsol.asp?id=6548>

2.1.2. Redes Inteligentes.

Son muchas las denominaciones que se le asignan al sistema de distribución futurista, y aunque no existe una definición estándar global, Smart Grid es el término preferido por los autores, entre ellos está la Plataforma Tecnológica Europea de Redes Inteligentes el cual define a éstas como “ *Las redes de electricidad que pueden integrar de manera inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ellas (los generadores, los consumidores y los que generan y consumen) con el fin de funcionar de manera eficiente, sostenible y económica y garantizar el suministro de electricidad*”. [1]

En este contexto, las Redes Inteligentes no sólo suministran energía sino también información. La "inteligencia" se manifiesta en una mejor utilización de las tecnologías

y soluciones para optimizar la planificación y funcionamiento de las redes de electricidad existentes, para controlar de forma inteligente la generación y permitir nuevos servicios y para mejorar la eficiencia energética; lo cual permitirá un proceso de mejora continua de las redes eléctricas para satisfacer las necesidades de los clientes actuales y futuros. Como se observa en la Figura 2.2, se trata de un conjunto mucho más amplio de tecnologías y soluciones que la medición inteligente.

Aunque muchas empresas de servicios públicos se han centrado en la medición inteligente, ésta no proporciona una Red Inteligente, sin embargo, hay varios beneficios en los contadores inteligentes que pueden reforzar otras acciones contra el cambio climático. Por ejemplo, cuando se utilizan con otros parámetros, los contadores inteligentes pueden alentar a los consumidores a reducir su demanda cuando los precios son altos o cuando la fiabilidad del sistema o la calidad de la energía están en riesgo.

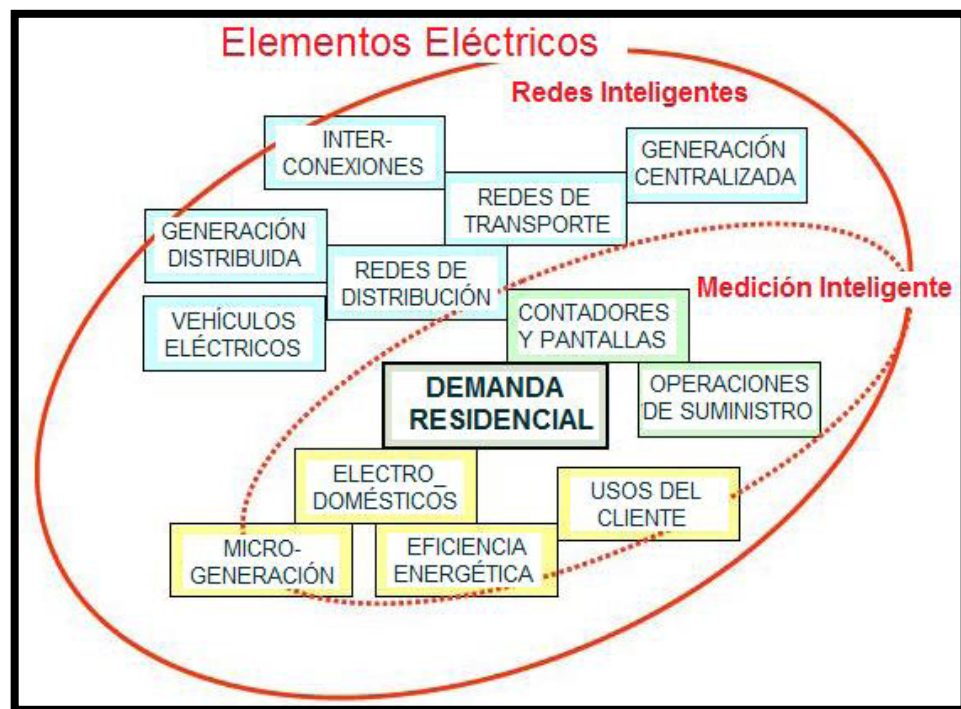


Figura 2.2. Elementos Eléctricos de una Red Inteligente.

Fuente: SmartGrids European Technology Platform, Julio 2012, [Online].

Disponible: <http://www.smartgrids.eu>.

2.1.3. Características más importantes del sistema con tecnología inteligente. [2]

A continuación se detallan las características más importantes de un sistema con tecnología inteligente.

2.1.3.1. Eficacia en la energía.

Una de las principales características de la tecnología inteligente es la red de contadores inteligentes que generalmente van instalados a lo largo de ella, en las casas, negocios, fábricas, estaciones de transporte y fuentes de generación. Estos medidores y controles alimentan constantemente de información los ordenadores para que los operadores puedan obtener el estado operativo de la red en cualquier momento. En la actualidad, los operadores a veces tienen que esperar la llamada de un consumidor para saber que hay un corte de energía, este retraso es ineficiente, perdiendo tiempo y productividad.

En este contexto, una red inteligente es un sistema eficiente de distribución de electricidad, ya que utiliza la tecnología digital para reducir las pérdidas y mejorar la fiabilidad, por ello se deduce que el mejor modo de reducir los costos y los riesgos de seguridad asociados con la producción y la transferencia de electricidad es usando menos energía, por ello, la eficiencia energética o la reducción del consumo es un componente importante de la cartera de energía.

El sistema con tecnología inteligente permite a los operadores saber exactamente cuánta energía es necesaria en cualquier instante. Así mismo, una Red Inteligente se vuelve más robusta con la interacción de los aparatos y equipos nuevos y altamente tecnológicos.

A nivel comercial, una Red Inteligente interactúa con el equipo inteligente en las fábricas y las empresas, permitiendo al personal de operación saber si están funcionando de manera eficiente y de acuerdo con las intenciones de diseño. Con la comunicación bidireccional de la infraestructura de Red Inteligente, también se puede monitorear el

rendimiento de los equipos y realizar recomendaciones operativas sobre formas de ahorro de energía durante un período determinado de tiempo.

Además, las redes inteligentes optimizarán la forma en que se supervisa y coordina la generación, mejorando así el transporte y la distribución de la energía, introduciendo nuevos métodos en el sistema de control y adquisición de datos, el control de la generación, la gestión de energía y cargas, la cogeneración, y la fijación de precios en tiempo real de la energía.

Lo antes mencionado, junto a las nuevas tecnologías asociadas a los materiales de conductores y transformadores, tales como: las líneas de alta tensión en corriente continua (HVDC)¹¹, los Sistemas Flexibles de Transporte por Corriente Alterna (FACTS)¹², el almacenamiento de energía y la mejora de la información, comunicación y optimización del sistema; ayudarán también a reducir las pérdidas en la línea.

2.1.3.2. Fiabilidad.

A medida que la red actual envejece, se evidencia el desabastecimiento de energía y otras perturbaciones asociadas a la calidad de la energía. La dependencia de los interruptores mecánicos, la falta de equipo automatizado, y la imposibilidad de "ver" lo que está pasando en la red. En este sentido es importante dar a conocer que se ha dado inicio a la transición del uso de los interruptores mecánicos a los automáticos, la red actual carece de estos de forma general, y esto no permite su recuperación con la rapidez necesaria.

Para evitar estos problemas, una Red Inteligente ayuda a disminuir la frecuencia de los cortes de alimentación a partir de una comprensión más detallada de lo que está sucediendo en toda la red, ésta, se obtiene a través de información en tiempo real de millones de puntos de control individuales en todo el país y se consigue:

¹¹**HVDC**, siglas para: *High-voltage direct current* (líneas de tensión en corriente continua)

¹²**FACTS**, Siglas para: *Flexible AC Transmission System* (Sistemas Flexibles de Transporte de Corriente Alterna)

- ✓ Incluir una mayor automatización, la cual ayuda a la red a proteger, controlar y comunicarse con sus elementos, determinando rápidamente los problemas y resolviéndolos.
- ✓ Usar muchas fuentes de energía de forma diversificada, en lugar de plantas centralizadas de energía, y utilizar tecnología de última generación para asegurarse de que si una fuente está fallando, la electricidad puede ser instantáneamente enviada a la red procedente de otras fuentes, ajustando y reorientando la energía de forma rápida y eficaz.
- ✓ Poseer un software de estabilización de suministro, buscando los primeros signos de un apagón en cascada y haciendo los ajustes necesarios.

2.1.3.3. Energías renovables.

El principal problema es que la energía de una planta centralizada es producida en un flujo constante, pero la energía a partir de fuentes renovables viene en oleadas, cuando sopla el viento o brilla el sol. Estas ráfagas intermitentes de energía hacen que sea difícil enviar estos recursos cuando el operador del sistema los necesita. El almacenamiento de energía, la previsión dinámica, y las tecnologías de la comunicación que contempla una Red Inteligente, pueden ayudar a integrar estas fuentes renovables en el sistema para ayudar a equilibrar la demanda global.

En la Red Inteligente, los contadores en los hogares u oficinas informan del uso de la energía a la empresa distribuidora, y permiten al usuario obtener descuentos en la factura en el caso de existir leyes que permiten vender energía a la empresa de distribución; así misma estos contadores también indican, tanto al usuario como a la compañía eléctrica, cuándo es necesario reducir el consumo de electricidad de la red.

La naturaleza interactiva del nuevo sistema de Redes Inteligentes también permite trabajar en conjunto (consumidores, generadores, transportistas y distribuidores) para equilibrar la necesidad de electricidad. Además, en el futuro, los aparatos domésticos inteligentes se adaptarán automáticamente en respuesta a la configuración del usuario,

las necesidades de la red, o ambas. Incluso los vehículos serán una parte de la red en el futuro, bajo un plan llamado vehículo-a-red (V2G, VehicleteoGrid), las baterías de vehículos híbridos podrán conectarse a la red para aportar electricidad en las horas punta o durante los apagones. [3]

2.1.3.4. Seguridad.

Muchas veces, las empresas de distribución necesitan la llamada de un cliente para conocer dónde está una interrupción. Una Red Inteligente, sin embargo, puede alertar a los operadores del sistema de problemas potenciales antes de que puedan causar un fallo.

Esta capacidad de alerta avanzada permite la reconfiguración inmediata y evita el fenómeno conocido como "cascading" que causa interrupciones a gran escala. Además puede ser capaz de recuperarse, una Red Inteligente también permite un mejor análisis de las causas de las interrupciones.

Por otra parte, es importante destacar que la seguridad cibernética juega un papel sumamente importante en estos sistemas ya que los denominados “ciber ataques” pueden ser identificados de muchas formas: acceso no autorizado e incumplimiento de los sistemas de control, la interceptación y manipulación de datos de control, vigilancia, ataque distribuido o coordinado sobre los componentes del sistema, virus o gusanos que dañan el software y la funcionalidad o incluso acciones humanas involuntarias. Pero el poder tecnológico a nivel computacional de una Red Inteligente y su ancho de banda mejorado, permiten la utilización de una protección más sofisticada de la red y software de cifrado que puede frustrar los ataques cibernéticos en los equipos de generación de energía y de transporte. De esta manera, la nueva red refuerza la seguridad de la infraestructura, asegurándose de que la energía está disponible, mientras que evita y se anticipa a las amenazas sobre la integridad del sistema. Es importante tener en cuenta que a medida que va penetrando la tecnología de la Red Inteligente, son construidas medidas de seguridad adicionales dentro del sistema. Sin embargo, la Red Inteligente es inherentemente más segura que la red actual, y con su comunicación bidireccional,

puede identificar rápidamente, recuperarse y responder a las amenazas y las interrupciones.

2.1.3.5. Economía.

Además de los costos evitados por actividades como el desabastecimiento de la carga y de no mantenimiento o sustitución de la infraestructura, la nueva red también ayuda a ahorrar a los consumidores. Éstos tienen más control sobre cómo se utiliza la electricidad.

Así también, la energía limpia y renovable es una pieza importante en el rompecabezas del ahorro económico, y los expertos coinciden en que aumentar su uso creará nuevas industrias, mercados de trabajo y empleos bien remunerados. Pero, la red eléctrica actual no puede manejar la energía renovable porque fue diseñada para mover energía de una fuente de suministro central a los centros fijos, de carga predecibles. Una Red Inteligente cuenta con la energía centralizada de las centrales eléctricas, así como también la energía producida por la generación eólica y geotérmica, y de fuentes distribuidas.

2.1.3.6. Reducción de Costos.

Una Red Inteligente beneficia a las compañías eléctricas, permitiéndoles gestionar mejor cómo y cuándo comprar y usar la electricidad. Los estudios realizados en mercados de prueba han mostrado que los consumidores están abiertos a la idea de tener "control" por parte de las compañías de sus aparatos, dentro de los parámetros que se fijaron. Esto permite a las compañías reducir la carga en la red durante las horas pico, debido a que les cuesta más comprar energía en esas horas.

A nivel nacional, la nueva red daría un servicio más fiable e invertir en ella eliminaría las pérdidas en las empresas de distribución de energía eléctrica. A nivel individual, la nueva red significa un uso más eficiente de la energía gracias a los contadores y controles que se sitúan en los hogares y negocios.

2.1.4. Implementación.

La implementación tecnología inteligente en las redes de distribución supone la evolución del sistema eléctrico actual, a otro de mayor eficiencia, en el cual su relación es directa y complementada con las telecomunicaciones y su infraestructura. Esta tendencia supone una mejora y optimización de la gestión de las redes, es decir, para poder plantear una Red Eléctrica Inteligente es fundamental el desarrollo Tecnológico principalmente de las siguientes etapas: Producción de energía eléctrica, infraestructura de telecomunicaciones y tecnologías de información (TI). Ver figura 2.3.

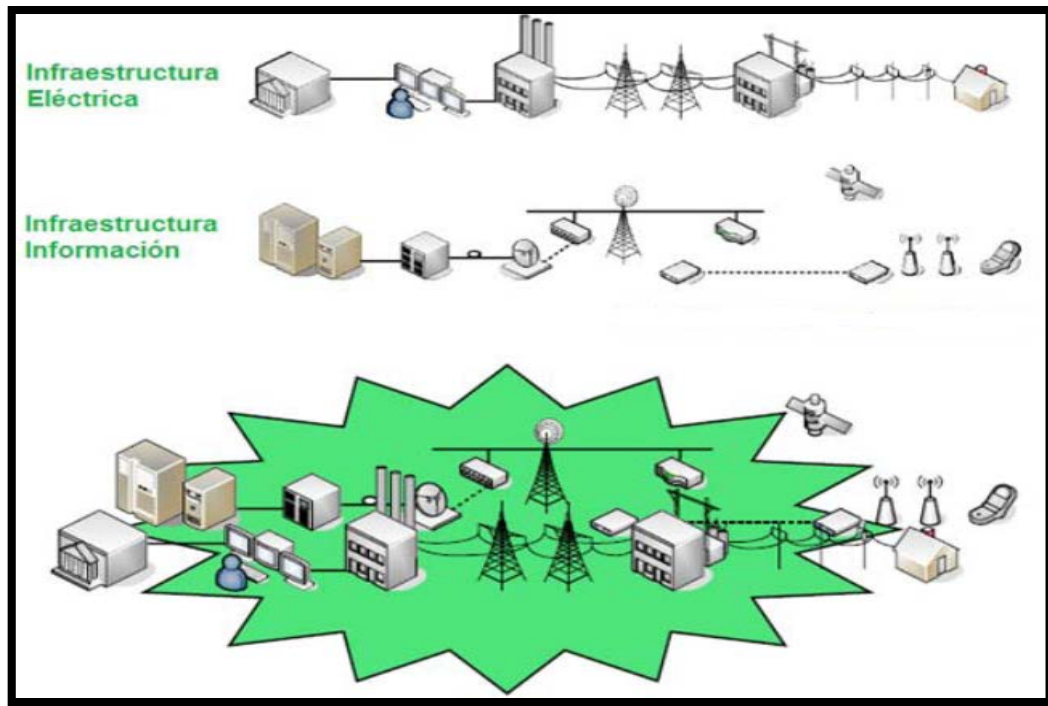


Figura: 2.3.*Sistema inteligente.*

Fuente: *The smart Grid and its benefisys Session 1*
[Online].Disponible: <http://www.usea.org/>

La evolución de la red eléctrica convencional a las redes eléctricas inteligentes se deberá fundamentalmente a:

- ✓ Antigüedad de las infraestructuras.
- ✓ Integración de nuevos elementos en la red eléctrica.
- ✓ Necesidad de integrar energías renovables.

Los agentes que colaborarán en dar forma a los Smart Grids deberían ser los siguientes:

- ✓ Usuarios.
- ✓ Compañías de redes eléctricas y servicios energéticos.
- ✓ Investigadores y desarrolladores.
- ✓ Operadores.
- ✓ Generadores.
- ✓ Reguladores.
- ✓ Agentes gubernamentales.

La integración de los clientes al sistema, se logrará por medio de contadores inteligentes y un interfaz de comunicaciones que permitirá un intercambio de información bidireccional. A un futuro, se espera que la mayoría de los consumidores reciban señales horarias del precio de la electricidad y también la posibilidad de consumir la energía de diversas fuentes, lo cual permitirá reducir el consumo de energía y desplazar la demanda a las franjas horarias más económicas; por su parte, las empresas eléctricas de distribución podrán reducir los picos de las curvas de consumo.

Cuando se trata de implementar el sistema con tecnología inteligente hay que tomar en cuenta algunos parámetros para lo cual se debe realizar un análisis sobre los requerimientos que la nueva red debe considerar para el efecto, lo cual se puede mostrar de forma esquemática en la tabla 2.1.

Considerando que el sistema inteligente aún no está implantado completamente a nivel comercial como técnico, su viabilidad y aceptación es una alternativa a ser tomada en cuenta en el mediano y largo plazo, los consumidores podrán decidir cuándo consumir electricidad, de qué forma, a qué precio y de qué fuente primaria o compañía y, además, cuándo y cómo vender la electricidad que genere a través de sistemas basados en energías renovables. Con esto se puede entender que el diseño e implantación de una red

eléctrica está comenzando a considerar al consumidor final como actor fundamental activo y que tiene poder de decisión, ofreciendo la posibilidad de participar en el mercado gestionando su propia demanda y generación de energía.

| Red del siglo XX | Red del siglo XXI |
|---|---|
| Electromecánica | Digital |
| Comunicaciones en una dirección | Comunicaciones bidireccionales |
| Generación centralizada | Integra generación distribuida |
| Algunos sensores | Red monitorizada y con sensores |
| Red “ciega” | Auto monitorizada |
| Reposición manual | Reposición semi-automática o auto |
| Propensa a fallos y apagones | Protecciones adaptativas |
| Comprobación manual de los equipos | Equipos con operación remota |
| Decisiones de emergencia humanas | Decisiones basadas en sistemas |
| Control limitado sobre flujos | Total control sobre flujos de potencia |
| Información precio electricidad escasa | Información total precio electricidad |
| Consumidores sin apenas elección | Consumidores protagonistas |

Tabla 2.1. Comparaciones entre la red del siglo XX y la red del siglo XXI.

Fuente: Congreso de regulación Perú, 2011, [Online].

Disponible: <http://congresoregulacionperu.com/wp-content/uploads/2011>.

Para la implementación del sistema con tecnología inteligente, se requerirá de una fuerte inversión. En el caso que compete este estudio, no es sencillo implantar este tipo de solución ya que el proceso de integración de una red inteligente implica una importante transformación en los procesos de las empresas, debido a que se necesitan instalar una gran cantidad de equipos, hardware y software, así como un destacado despliegue de nuevas tecnologías.

Para la implementación de redes de distribución inteligentes es necesaria la realización de estudios previos sobre diversos aspectos tecnológicos, legislativos, económicos así como de divulgación y capacitación, con el fin establecer los alcances y limitaciones que traería consigo un proyecto de ese tipo. Es necesaria la participación de todo el sector energético que conforma la EMELNORTE con el fin de lograr el objetivo común, la

transformación de la distribución de energía actual, en un sistema automatizado, eficiente, seguro, flexible y capaz de responder a las adversidades inesperadas que puede presentar la red eléctrica.

La medición inteligente es uno de los pilares fundamentales ya que es el puente de integración de los usuarios con el sistema eléctrico, la instauración de la medición inteligente en las redes de distribución actuales deben cubrir dos parámetros generales como lo son; diseñar un modelo para implementación masiva de medidores inteligentes y el acceso a dichos medidores mediante un sistema de gestión de distribución, los cuales se describen a continuación y que se muestran en el Anexo 7 y el Anexo 8 respectivamente.

2.1.4.1. Sistema de automatización de la Subestación (S.A.S.).

Como se mencionó anteriormente para realizar un proyecto de automatización del sistema de distribución de energía en función de la infraestructura eléctrica existente, se debe empezar con un proyecto piloto de una subestación (mencionada en el sub capítulo 1.2.3. del capítulo 1), que permita realizar ajustes de dispositivos automáticos alrededor de toda esta subestación la cual ayude a transformar a las redes de distribución en redes capaces de responder de manera instantánea, para así mejorar el perfil de voltaje y reducir las pérdidas.

A continuación en el grafico 2.4 se menciona la integración de la subestación “El Retorno” al sistema SCADA en la EMELNORTE usando tecnología inteligente y tomando como base los sistemas jerárquicos del SAS. [4]

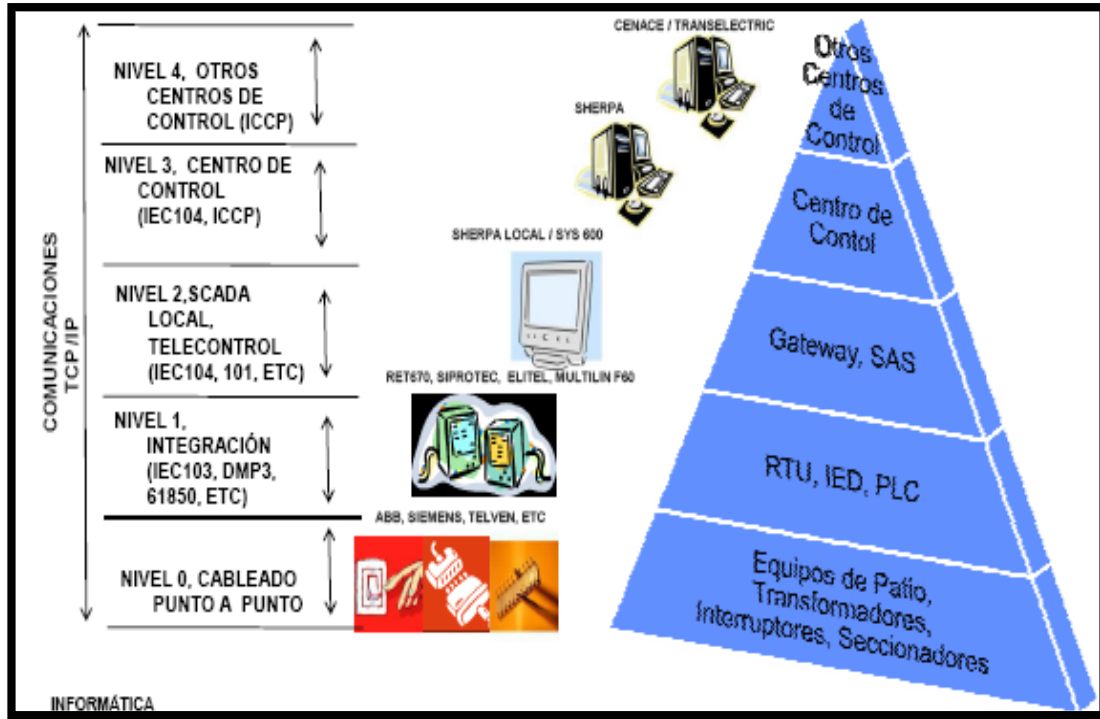


Figura 2.4. Integración de subestaciones aplicando los Niveles Jerárquicos del SAS.

Fuente: CARRERA David, Automatización de la subestación selva alegre al sistema SCADA.

2.2. INVESTIGACIONES REALIZADAS REFERENTES AL SAS APLICANDO TECNOLOGIA INTELIGENTE. [5]

Según la NRCA¹³ en la actualidad existe una gran cantidad de actividades de investigación relacionadas con tecnología inteligente, a continuación se menciona los principales proyectos en el área de distribución.

2.2.1. EPRI Intelli Grid.

Fundada en 2001 por el EPRI¹⁴, la iniciativa Intelli Grid tiene el objetivo de crear una nueva infraestructura eléctrica de entrega de potencia que integra los avances de las comunicaciones, informática, y electrónica para satisfacer las necesidades de energía del futuro. Su misión

¹³NRCA, siglas para: The National Rural Electric Cooperative Association

¹⁴EPRI, siglas para :Electric Power Research Institute (Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica)

es permitir el desarrollo, integración y aplicación de tecnologías para facilitar la transformación de la infraestructura eléctrica para proporcionar seguridad, alta calidad, fiabilidad. En la actualidad, la cartera Intelli Grid se compone de cinco proyectos principales: arquitectura IntelliGrid; simulación y modelado rápido (FSM : fast simulation and modeling), comunicaciones para recursos energéticos distribuidos (DER: communications for distributed energy resources), portal de consumidores, y avanzados sistemas de monitoreo.

2.2.2. EPRI ADA: Automatización Avanzada de la Distribución.

El objetivo general del proyecto ADA es la creación del sistema de distribución del futuro. El programa ADA prevé sistemas distribución altamente automatizados con sistemas flexibles operados a través de una arquitectura de sistemas de control y comunicación. ADA ha identificado los siguientes puntos estratégicos para el programa: la mejora de la fiabilidad y la calidad de la energía; reducir los costos de funcionamiento, la mejora del tiempo de restauración luego de interrupción; el aumento de opciones de servicio al cliente, la integración de la generación distribuida y opciones de almacenamiento y la integración de los clientes al sistema.

2.2.3. Modern Grid Initiative. Iniciativa de la red moderna.

Establecido por el Departamento norteamericano de Energía (DOE) en 2005 a través de la Oficina de Entrega de Electricidad y Fiabilidad (OE) y el Laboratorio Nacional de Tecnología Energética (NETL) de Estados Unidos de Norte América, este programa se centra en una red moderna como un nuevo modelo para la transmisión de electricidad que traerá una nueva era de prosperidad para la energía. No se ve a la red moderna como un mosaico de esfuerzos para poder llevar la energía a los consumidores, sino como un sistema total que utiliza las tecnologías más innovadoras de la más útil manera. Estas manifestaciones establecerán el valor del desarrollo de un sistema integrado a conjunto de tecnologías y procesos que se mueven hacia la modernización de la red, que tendrán que abordar los principales obstáculos y establecer escalabilidad, amplia aplicabilidad, y

un camino claro a un despliegue completo de soluciones que ofrezcan beneficios convincentes.

2.2.4. Grid Wise.

Grid Wise es el programa que representa la visión que los EE.UU. tienen a través del Departamento de Energía (DOE) para el logro del sistema de energía del futuro. La misión del programa es modernizar la infraestructura de la red eléctrica de distribución y sus operaciones, utilizando dos vías del flujo de electricidad y de la información.

2.2.5. Grid Apps: Advanced Grid Applications Consortium.

Formado por la Corporation Concurrent Technologies en 2005, y patrocinado por el Departamento de Energía, el consorcio Grid Apps aplica las tecnologías y prácticas de utilidad para la modernización de la transmisión y distribución eléctrica. Las Tecnologías aplicadas por Grid Apps pueden clasificarse en tres ámbitos: la vigilancia y gestión de tecnologías T & D (transmisión y Distribución), nuevos dispositivos, y la integración de sistemas e ingeniería de sistemas para mejorar el rendimiento.

2.2.6. Grid Works.

Grid Works es un nuevo programa de actividad en el Departamento de Energía de EE.UU. Su objetivo es mejorar la fiabilidad del sistema eléctrico a través de la modernización de componentes claves de la red: cables y conductores, de las subestaciones y sistemas de protección, y la electrónica de potencia. El plan incluye actividades a corto plazo para mejorar gradualmente los sistemas de distribución de energía y acelerar su introducción en el mercado. También incluye actividades a largo plazo a desarrollar nuevas tecnologías, herramientas y técnicas para apoyar la modernización de la red eléctrica para las necesidades del siglo 21. El plan aboga por la coordinación los esfuerzos en curso entre ellos: sistemas de superconductores de alta

temperatura, la fiabilidad de tecnologías de transmisión, tecnologías de distribución eléctrica, dispositivos de almacenamiento de energía.

2.2.7. DV2010: Visión de la Distribución 2010.

El objetivo de DV2010 es hacer alimentadores virtualmente "a prueba de cortes" a través de una combinación de comunicaciones de alta velocidad, dispositivos de conmutación, controladores inteligentes, y reconfigurado alimentadores. Los conceptos de DV2010 no se aplican a todos los alimentadores. Por el contrario, los conceptos se utilizan para crear " Distritos Operativos Premium " atendiendo a clientes que requieren un servicio de alta calidad y estarían dispuestos a pagar más por él.

2.3. ETAPAS DE LAS TECNOLOGÍAS EN EL DISEÑO DEL SAS.

Con todas las actividades de investigación referente a tecnología inteligente, es conveniente mencionar las tecnologías e infraestructuras que tendrán un impacto en el diseño de sistemas de distribución, siendo lo más significativo los siguientes:

2.3.1. SAS: Sistema automatizado de subestaciones.

El Sistema de Automatización de Subestaciones contiene todo un sistema de comunicaciones entre la Subestación, la Red de Potencia y los niveles jerárquicos de control lo cual permite cumplir con funciones de protección, medición y supervisión, con el objetivo de optimizar el manejo de los recursos de capital y reducir los costos de operación y mantenimiento con una mínima intervención de operadores. Para estos fines se incluyen elementos inteligentes que permiten obtener acceso local y remoto al Sistema de Potencia y con esto poseer la capacidad de realizar funciones manuales, remotas o automáticas y obtener registros de todos los fenómenos que ocurren en la Red Eléctrica

2.3.2. AMI: Infraestructura de Medición Avanzada.

Estos son medidores que tendrán dos vías de comunicación, deben ser capaces de conectar y desconectar servicios a distancia, registrar formas de onda, vigilar la tensión y la corriente. Los medidores estarán en la misma ubicación que están actualmente; y, por tanto, no tendrá repercusiones directas en el futuro diseño. Sin embargo, estos medidores pondrán una gran cantidad de datos a disposición de los centros de operación y planificación, que pueden ser utilizados para lograr una mayor fiabilidad y mejor utilización de los activos. Quizás el mayor cambio que tendrán estos avanzados medidores es permitir lecturas en tiempo real, esto permitiría que se pudieran igualar los patrones de distribución de carga en el sistema, por medio de una respuesta a la demanda de estos medidores inteligentes.

2.3.3. DA: Distribution Automation (Automatización de la Distribución).

La Automatización de la distribución (DA) se refiere a la supervisión, control y funciones de comunicación situado en el alimentador. Desde una perspectiva del diseño, los aspectos más importantes de este concepto se encuentran en las áreas de protección y de conmutación (a menudo integradas en el mismo dispositivo). Estos dispositivos pueden interrumpir la corriente de falla, vigilar las corrientes y voltajes, comunicarse uno con un otro, y automáticamente reconfigurar el sistema para restaurar el servicio a los clientes y lograr otros objetivos.

La capacidad de rapidez y flexibilidad de reconfigurar una red de alimentadores es un componente clave. Esta capacidad, habilitada por DA, requiere la distribución de los componentes que tienen la capacidad suficiente para aceptar la transferencia, y también requiere que el sistema de protección pueda aislar correctamente una falla en la topología reconfigurada. Ambas cuestiones tienen un impacto enorme en el diseño del sistema. Actualmente, la mayoría de los sistemas de distribución están diseñados sobre la base de un gran Alimentador principal con tres fases y luego se ramifican en fases monofásicas laterales. Una red inteligente no sólo trata de conectar a los clientes de las subestaciones

al más bajo costo posible si no que ésta alimentación puede ser rápida y flexiblemente reconfigurada, por lo tanto, los futuros sistemas de distribución serán diseñados más como una red integrada de líneas de distribución, la cual se conecta a múltiples subestaciones. Diseñar, por lo tanto, pasa de un enfoque en los alimentadores de la red para lograr un sistema interconectado de alimentadores. Tradicionalmente los sistemas de distribución actuales coordinan los dispositivos de protección; en una red inteligente, la topología es flexible y de este supuesto nace un problema de diseño para las protecciones. Desde una perspectiva del diseño, la topología del sistema y las protecciones del sistema tendrán que ser planificadas junto con la correcta coordinación de las protecciones para una variedad de configuraciones posibles.

2.3.4. DER; *Distributed Energy Resource* (Generación Distribuida).

Los Recursos de energía distribuidos (DER) o Generación distribuida son pequeñas fuentes de generación y / o de almacenamiento que están conectados a la red de distribución. Una red con tecnología inteligente tiene el potencial de tener varias fuentes de DER. En este caso, el sistema de distribución comienza a parecerse a un pequeño sistema de transmisión y las necesidades de diseño a considerar tienen cuestiones similares tales como la corriente de falla y el aumento de carga.

2.3.5. Sistemas de medición inteligente. [6]

La Medición Inteligente conocida a nivel mundial como Smart Metering, es un sistema avanzado el cual es una solución realmente útil para optimizar los procesos que ejecutan las empresas de servicios públicos tanto de electricidad, agua potable y gas, con la finalidad de superar sus índices empresariales y brindar nuevos servicios y aplicaciones a sus clientes. El sistema de Medición Inteligente soporta el intercambio de información entre el cliente y la empresa de servicios, sin embargo no dispone de ningún nivel de control dentro del hogar.

El elemento principal de los sistemas de Medición Inteligente es el Medidor Inteligente (smart meter), el cual se ha desarrollado fundamentalmente gracias a la evolución de la electrónica y telecomunicaciones, dispone de mayores capacidades de comunicación y registro en comparación con los medidores electromecánicos y electrónicos de estado sólido. En principio se han desarrollado dos tipos de sistemas de Medición Inteligente los cuales se describen a continuación.

- AMR: Automatic Meter Reading.

Básicamente esta tecnología permite operaciones de tele-medición lo cual constituye la toma de lecturas de manera remota de los consumos de electricidad, agua y gas para fines de facturación y también se posibilita el análisis de los consumos en tiempo real.

La información recolectada es enviada a través de un sistema de telecomunicación hacia la empresa de servicios para su posterior gestión, cabe indicar que en estos sistemas se han instalado los “Medidores Inteligentes de primera generación.”¹⁵

Los sistemas AMR evolucionaron y plantearon operaciones de tele-gestión lo cual incluye capacidades necesarias para que las empresas de servicios públicos, realicen determinadas acciones de control tales como corte y reconexión del suministro y mayores capacidades sobre la recolección de parámetros y datos.

- AMI: Advanced Metering Infrastructure.

Este sistema se considera como una evolución del sistema AMR ya que plantea una infraestructura de comunicación bidireccional que permite el intercambio de información entre la empresa de servicios eléctricos y el Medidor Inteligente ubicado en el predio del cliente, es decir, los sistemas AMR principalmente se

¹⁵ Medidores inteligentes de primera generación, son medidores que proporcionan información sobre el uso de servicios públicos y su costo, pero no necesariamente proporcionan señales que se puedan utilizar para controlar electrodomésticos.

limita a la tele-medición, mientras que los sistemas AMI son más avanzados y realizan tareas adicionales para crear aplicaciones inteligente, además de realizar las funcionalidades de los sistemas AMR, también recolecta información adicional acerca del consumo energético y otros parámetros eléctricos que son utilizados para tareas de ingeniería avanzada.

Actualmente la tendencia a nivel mundial de la industria de servicios eléctricos constituye la implementación del sistema AMI, ya que ofrecen mayores ventajas y múltiples opciones en relación a AMR. La evolución de los sistemas de medición ha sido constante y la solución AMI se considera como uno de los primeros pasos para la transición a la Red Inteligente, ver figura 2.5.

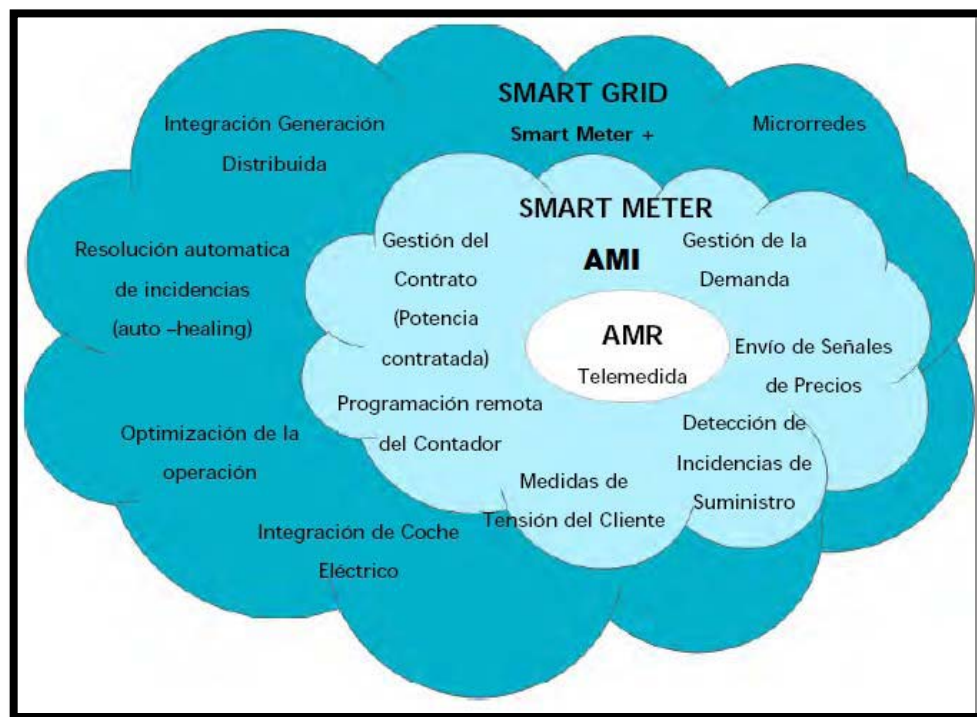


Figura 2.5: *Sistemas de medición inteligente.*

Fuente: *Sistema de medición Inteligente 2011, [Online].*

Disponible: <http://www.fundaciongasnatural.org/>

2.3.5.1. Smart Meter (Medidor inteligente). [7]

El Smart Meter es un equipo de medición que realiza, registro y almacenamiento de la información de consumo de energía, verifica el estado del suministro del servicio, adicionalmente registra eventos y datos de parámetros eléctricos; toda esta información es transmitida en tiempo real hacia concentradores y luego al centro de control de la empresa de servicios, con la finalidad de realizar un análisis de ingeniería que permitan optimizar procesos y la gestión de sus activos.

Las capacidades de un medidor inteligente varían de acuerdo a las características de los numerosos y diferentes fabricante, siendo las más comunes e importantes las siguientes:

- ✓ Comunicación basada en el protocolo IP.
- ✓ Soporta la comunicación bidireccional vía radio frecuencia y/o a través de la Comunicación mediante PLC
- ✓ Soporta la comunicación con las red WAN.
- ✓ Soporta varios tipos y formas de conexiones (conexión directa, semi-directa, indirecta), para sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos.
- ✓ Soporte de varios planes tarifarios, incluyendo Tiempo de uso (Time of Use TOU, es decir precios de tarifas en rangos horarios).

2.3.5.2. Red de Comunicación. [8]

La red de comunicación, es el medio para intercambiar información entre la puerta de enlace (GATEWAY) y la empresa de servicios públicos. La infraestructura de comunicación de AMI puede contener varios medios y tecnologías para la transmisión de datos incluyendo: redes inalámbricas, microondas, PLC, fibra óptica, entre otras, siendo totalmente flexible, ya que incluso se puede disponer de un sistema de comunicación híbrido. Las redes de comunicación más utilizadas en los sistemas de Medición Inteligente son las siguientes:

- **Red PLC (Power Line Communications):** se refiere a la tecnología que se emplea en las líneas eléctricas convencionales, para permitir la transmisión de

señales de radio habilitando la comunicación de datos. Esta tecnología convierte la línea eléctrica tradicional en una línea digital de alta velocidad lo que permite entre otras aplicaciones el acceso a Internet de banda ancha.

- **Red Inalámbrica (Wireless Network):** se refiere a las tecnologías que utilizan ondas electromagnéticas para enlazar nodos de comunicación, esto permite disponer de Internet de alta velocidad y habilita la transmisión de datos sin la necesidad de una conexión física, por lo que existe un gran ahorro de todas las conexiones incluyendo el cableado, pero la gran desventaja es el nivel de seguridad.
- **Red Backhaul (red de retorno):** permite la conexión entre los equipos de telecomunicaciones encargados de realizar el tráfico de información. La red de retorno interconecta redes entre si y constituye parte fundamental de un sistema de telecomunicaciones.
- **Sistema Global para las Comunicaciones Móviles (GroupeSpecialMobile GSM):** es un sistema estándar, completamente definido, para la comunicación mediante teléfonos móviles que incorporan tecnología digital. Al ser digital esta tecnología permite a los usuarios navegar por Internet, además la red GSM puede ser utilizada para la transmisión de datos AMI en empresas de servicios que no disponen de su propia infraestructura de comunicación.

2.3.4.2.1. Puerta de Enlace (Gateway).

La puerta de enlace es un concentrador o recolector de información que típicamente está ubicado en las subestaciones y/o en los transformadores de distribución, el cual de manera inteligente transmite la información registrada a una cabecera (head-end), la misma que es un equipo de mayor capacidad de almacenamiento de información y se encarga de recolectar los datos de una determinada cantidad de medidores inteligentes,

para luego transmitir esta información sobre la red de comunicación hacia la empresa de servicios.

La recolección de datos por lo general se realiza de forma programada, en intervalos de tiempo determinados que pueden ser cada quince minutos o cada hora. Cuando la recolección de información ha fallado, la cabecera puede reprogramarse de forma automática para reintentar dicha acción, además otras funcionalidades incluyen el enrutamiento de los datos de los eventos del medidor inteligente, la configuración remota de los medidores y por supuesto la gestión de las sesiones de comunicación.

Entre las características más importantes de un concentrador de datos se pueden citar las siguientes:

- Recolecta y transmite la información de los medidores incluyendo datos del consumo y parámetros eléctricos adicionales.
- Detecta automáticamente los medidores inteligentes durante la instalación.
- Se puede instalar en cualquier punto de la red de distribución.
- Comunicación basada en los protocolos IP ya sea por cable o inalámbricamente.
- Mantiene la fecha y hora exacta.

2.3.5.2.2. Sistema de Gestión Empresarial.

La información que ha sido recolectada desde los medidores inteligentes al concentrador de datos, y transmitida a través de la infraestructura de telecomunicaciones a la empresa de servicios, debe ser tratada de manera óptima por el sistema de gestión empresarial, con el objetivo principal de permitir todas las funcionalidades de AMI y habilitar las nuevas aplicaciones inteligentes para la empresa y clientes. El sistema de gestión empresarial principalmente consta del Software de Gestión, el cual dispone de capacidades para realizar varias actividades de monitoreo y control de la información, y dispositivos de campo relacionados con la automatización del proceso de lectura de medidores y el control a distancia de las acciones de corte y reconexión.

En la actualidad, debido a los masivos despliegues de medidores inteligentes en determinadas áreas geográficas, la provisión del Sistema de Gestión Empresarial AMI, incluye el Software de Gestión y la Plataforma MDM (Meter Data Management MDM), estos dos elementos están sujetos a las capacidades que ofrezcan las empresas proveedoras de soluciones inteligentes (integración de sistemas) y a los requisitos de la empresa de servicios interesada en implementar la solución AMI.

Debido a la ausencia de un marco legal dirigido hacia el sector eléctrico, y a la falta de infraestructura tecnológica para realizar una medición correcta de la energía consumida, el estudio de la presente tesis se basará en la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), ya que es una apuesta por incorporar a los consumidores un sistema basado en el desarrollo de estándares abiertos, permitiendo a los usuarios emplear la electricidad de forma más eficiente y al mismo tiempo, proporcionará a las compañías la capacidad de detectar problemas en sus sistemas y gestionar la demanda, con el fin de operar más eficientemente.

También se profundizará el análisis del sistema AMI y su elemento principal para los sistemas de Medición Inteligente, es decir, el Medidor Inteligente *Smart Meter*. Ya que el sistema AMI tienen como finalidad mejorar los procesos de operación de la red de distribución eléctrica de una Empresa Distribuidora, lo cual ha hecho que el uso de este tipo de tecnología sea ampliamente implementada a nivel internacional, es decir, es el más aceptado por la industria y su implementación es masiva a nivel mundial teniendo en cuenta los mayores beneficios que presenta, por tal motivo las empresas de servicios eléctricos en la actualidad han adoptado por este sistema ya que se ha convertido en la tendencia preferida por la mayoría.

2.4. ESTIMACIÓN DE EFICIENCIA DEL SAS

La estimación de eficiencia al implementar un SAS con tecnología inteligente está de acuerdo a la utilización de nuevas tecnologías, siendo el sector eléctrico uno de los más

importantes que requiere nuevos modelos que le permitirán un uso más eficiente de la energía.

Actualmente, los sistemas de distribución están diseñados para entregar energía a los clientes dentro de ciertos límites de calidad. Los lineamientos en las cuestiones de diseño para un SAS con tecnología inteligente serán entonces el costo, la confiabilidad, la calidad y la flexibilidad de la generación.

Al implementar un sistema con tecnología inteligente (figura 2.6.) se permitirá la distribución eficiente de electricidad, por lo que este proceso permitirá ahorrar energía, reducir costos e incrementar la fiabilidad siempre que se utilice esta tecnología digital.

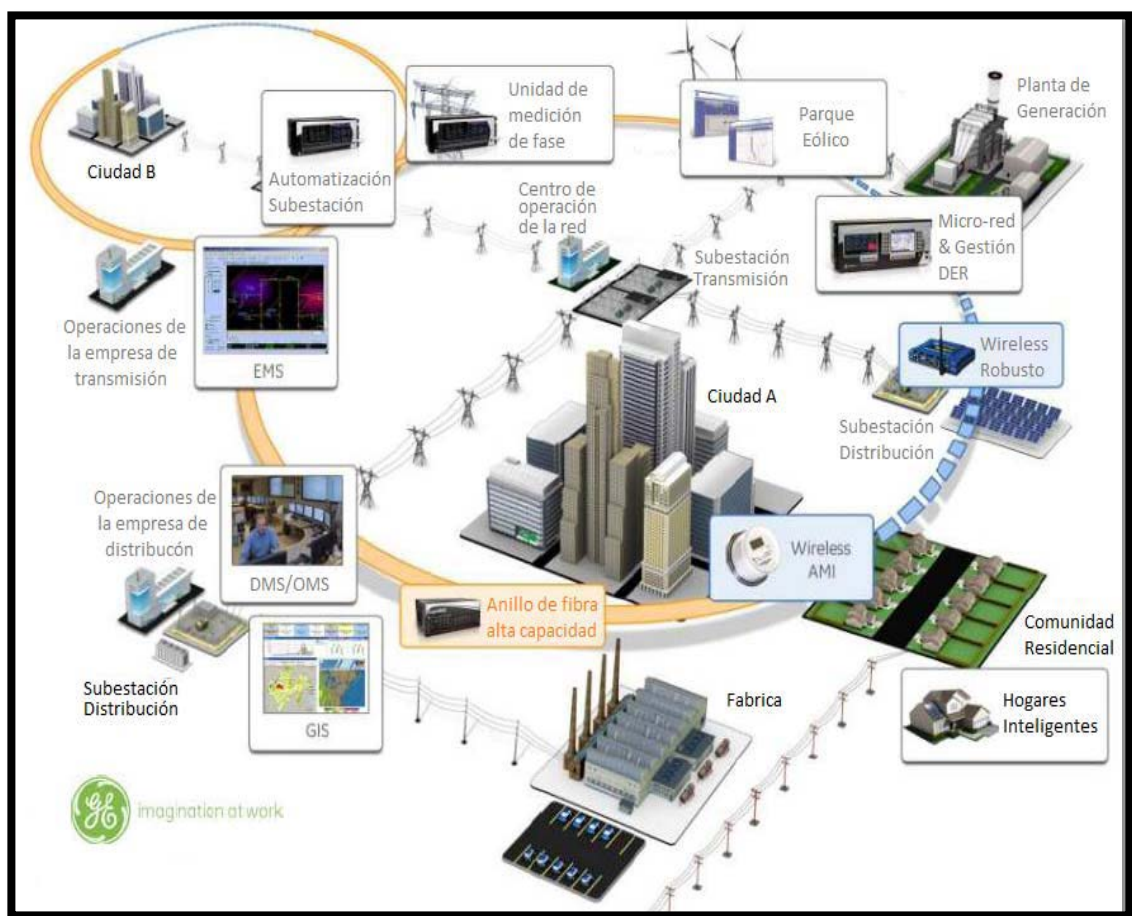


Figura: 2.6. Tecnología inteligente.

Fuente: General Energy (EIA) Energy Information Administration

Con la aplicación inicial de un SAS lo que se lograría es la posibilidad de crear un sistema global con tecnología inteligente.

Cuando se logre globalizar todo el sector eléctrico con el SAS y tecnología inteligente, la mayoría de usuarios podrán ser proveedores de energía (read/writegrid), con la utilización de las denominadas energías renovables las cuales constituirían una buena forma de producir energía y el excedente podría ser distribuido equitativamente a través de la Smart grid, con el consiguiente incremento económico para el usuario. Cuando se habla de economizar o aprovechar las energías la denominada vehicle-to-grid trata de aprovechar la capacidad de almacenamiento de los vehículos eléctricos para en los momentos que sea necesario para el propietario del vehículo o para el sistema, impulsar la electricidad en la red

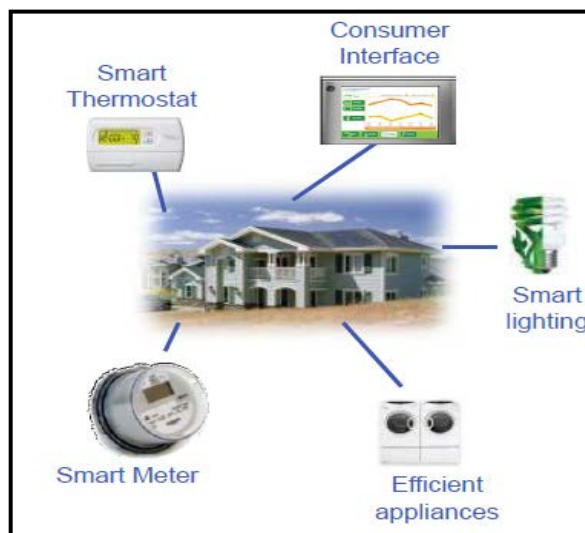


Figura. 2.7. Eficiencia de la tecnología inteligente

Fuente: General Energy (EIA) Energy Information Administration

Con este nuevo sistema lo que se busca es que el usuario tenga mayor conciencia a la hora de consumir energía mediante la utilización de estas nuevas tecnologías, es por esta razón que el uso del SAS en el sistema eléctrico radica en una fuente potencial para conseguir una eficiencia energética. Figura 2.8

Con la implementación del SAS en cada una de las subestaciones eléctricas se lograra un acceso para desarrollar redes inteligentes a nivel nacional, los fabricantes de electrodomésticos están desarrollando nuevos equipos con controles que tendrán una comunicación entre el electrodoméstico y la Red Inteligente, permitiendo saber la cantidad de energía que se utiliza y cómo se puede ahorrar energía mediante la modificación de las preferencias de operación.

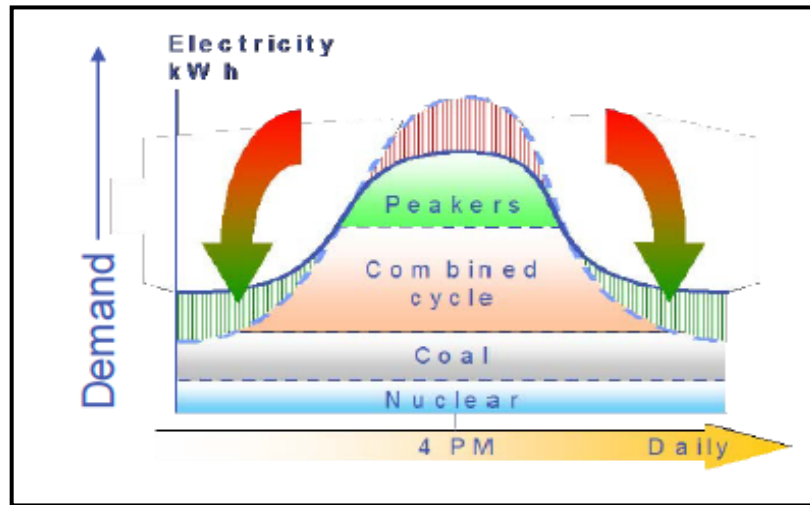


Figura. 2.8 Eficiencia del Sistema inteligente

Fuente: Electricity (EIA) Energy Information Administration

“De lo anteriormente dicho se puede anticipar los beneficios que resaltan una implementación del SAS”: [9]

- Mejora la confiabilidad y la calidad de energía.
- Optimiza la utilización de las instalaciones y evita la construcción de plantas generadoras de energía de reserva (carga pico)
- Permite el mantenimiento predictivo y auto reposición, responde a las perturbaciones del sistema
- Facilita la ampliación y el despliegue de las energías renovables.
- Automatizar el mantenimiento y operación
- Mejorar la seguridad en la red.

CAPITULO III

ESTUDIO TECNICO O INGENIERIA DEL PROYECTO

En este capítulo se presenta información, a modo de marco teórico, referente a subestaciones eléctricas convencionales y su automatización, en donde se detalla: características, estructura, configuraciones, equipos, funcionamiento y funciones; también se encuentra la información necesaria para realizar el proceso de integración de una subestación convencional a un sistema SCADA.

3.1. ASPECTOS A CONSIDERAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SAS.

Las funciones tradicionales de cada uno de los sistemas convencionales de medición, protección control y supervisión para subestaciones han sido realizadas por equipos y componentes discretos, la interconexión entre dichos equipos y los sistemas primarios de alto voltaje, para su correcto funcionamiento, siempre han necesitado un gran trabajo de ingeniería, implementación y puesta en servicio.

En la actualidad, el surgimiento de nuevas tecnologías permiten contar con redes cada vez más automatizadas, sistemas de energía confiables y servicios de mejor calidad, tal es el caso del SAS el cual es un modelo capaz de monitorear permanentemente las condiciones de la red y ejercer acciones sobre la misma.

Con la aparición de la tecnología inteligente en las redes de distribución eléctricas se ha podido permitir a las empresas eléctricas optimizar el rendimiento de la energía, prevenir cortes del suministro, restablecer el servicio de forma más rápida y dar paso a que sus clientes administren su consumo de energía directamente desde cada artefacto conectado a la red eléctrica

En este sentido, la automatización de los diferentes sistemas ha tomado gran importancia, siendo el principal ejemplo el uso de redes LAN de alta velocidad para la transmisión de datos, el cual permite ahorrar de manera considerable el volumen de

cableado, y permite, gracias a su inmunidad, las interferencias electromagnéticas tal es el caso de la fibra óptica y su aplicación a los procesos de distribución de energía.

Entre las áreas de operación más relevantes de un sistema con tecnología inteligente, se puede citar: Sistema Automatizado de Subestaciones (SAS), Sistema de Gestión de Distribución (DMS), Sistema de Adquisición, Supervisión, y Control de Datos (SCADA), Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), Gestión de Cortes (OMS); estos trabajan en conjunto para lograr así la Automatización de Distribución (DA). Por lo expuesto y considerando el alcance del proyecto de titulación, el análisis del estudio de implementación se lo realizará enfocándose en el SAS

Los sistemas automáticos de subestaciones (SAS), mejoran la eficiencia operacional por medio de la utilización de dispositivos electrónicos inteligentes IED's que se comunican e interaccionan, utilizando los principios y protocolos que servirán para monitorear, supervisar, medir, coordinar y operar de manera remota dispositivos de corte (interruptores) así como también los equipos de una subestación.

3.1.1. Alcance de la implementación.

Con el desarrollo del estudio de factibilidad de este proyecto se pretende exponer una propuesta que modele una estructura viable para la implementación de un sistema con tecnología inteligente enfocándose en el estudio del SAS sin olvidarse de las etapas, DMS, OMS, SCADA, necesarias para su adecuada aplicación.

Para realizar el estudio del SAS se propone la integración de una subestación al sistema SCADA de la EMELNORTE delimitando así el espacio para este proceso hacia la subestación “Retorno”, considerando para el efecto todos los equipos y elementos de dicha subestación, tomando en cuenta los principios de integración del Smart Grid y los siguientes aspectos:

Protección de bahías, Funciones de control, Funciones de monitoreo, Funciones de comunicación, SCADA.

3.1.2. Condiciones y Requisitos Técnicos. [10]

3.1.2.1. Ingeniería.

El trabajo de ingeniería es una parte importante ya que el proyecto piloto que se está proponiendo requiere de un estudio de protecciones, control y comunicaciones. La subestación para el desarrollo del estudio es de tipo convencional, por tal motivo se la quiere transformar a un sistema automatizado basándose en las siguientes actividades:

- **Montaje.**

Inicialmente se deberá realizar el montaje de los nuevos gabinetes metálicos en los cuales irán instalados los nuevos relés alfanuméricos de control de bahías y protección de líneas y transformadores de potencia.

Estos gabinetes serán ubicados dentro de la sala de control en un lugar paralelo a las antiguas cabinas, las cuales servían para controlar y proteger los equipos de la subestación.

- **Cableado**

En segundo lugar, se elaborarán los planos del cableado necesario para transmitir las señales desde el nivel de control de campo hasta el nivel de control de bahía, los conductores que se implementarán deberán cumplir con todas las normas y estándares, requeridos para ser utilizados en subestaciones.

- **Calibración y programación de IED'S.**

La siguiente actividad a ser efectuada será el esquema de control alfanumérico de la subestación, esta programación debe cumplir con todos los requerimientos operacionales de control local y remoto de la subestación.

- **Pruebas previas.**

Antes de realizar la puesta en servicio de la subestación a automatizar, se deberán realizar pruebas a los equipos de control, protección y de comunicación instalada en la sala de control de la subestación, estas pruebas serán ejecutadas antes y después de la puesta en servicio de las líneas y transformadores de potencia.

A través de un cronograma de desconexiones previamente establecido y acordado, se procederá a efectuar las maniobras para la suspensión del servicio por un tiempo determinado para la integración de los equipos de 69kV de la subestación al Sistema SCADA de la empresa eléctrica EMELNORTE.

- **Operación y mantenimiento**

El proceso de operación se lo realizará remotamente y cuando se requiera mantenimiento será coordinado con el centro de control de la EMELNORTE. Las maniobras de operación serán efectuadas a través de un sistema de control implementado que permita bloquear la operación remota en el caso de realizar trabajos de mantenimiento a los equipo de potencia de la subestación, para seguridad del personal que se encuentra ejecutando el trabajo.

3.1.3. Etapas de Integración para la automatización de la subestación. [11]

3.1.3.1. Disposición física.

Para el estudio de la presente tesis, en la automatización de la subestación, se maneja cuatro niveles jerárquicos con el fin de tener un control de todos los componentes. Los tres primeros niveles estarán dentro de la subestación y el último estará dentro del sistema de automatización.

Todos estos niveles están conectados entre sí para el intercambio de información, y son los siguientes.

3.1.3.1.1. Nivel de campo o de proceso (nivel 0).

Este nivel es el básico del control jerárquico, en el cual se encuentra todos los equipos e instrumentos que están dentro del patio de maniobras, los mismos que son de mucha utilidad para el proceso de integración de la subestación.

En este nivel también se realizará la adquisición de datos en los cuales consta el estado de los equipos de maniobra y los valores de magnitudes eléctricas y no eléctricas, mismos que son tomados por medio de sensores y transductores.

El enlace entre los equipos de campo se lo realizara por medio del cableado, ya que la mayoría de señales son análogas, la información será llevada a concentradores que permiten la distribución de toda la información a otros lugares, el tipo de información que se maneja es comúnmente binaria (estado de los instrumentos de interrupción), y análoga (información de las variables del sistema.) Actualmente se está desarrollando redes a nivel de campo que usen como medio físico la fibra óptica por sus capacidades de aislamiento e inmunidad.

Los elementos a este nivel deben tener la capacidad de poder comunicarse con el nivel de bahía, los sensores y los instrumentos transformadores enviarán los datos de las variables importantes del proceso, los instrumentos actuadores recibirán los comandos para controlar la subestación.

Los equipos a este nivel se han desarrollado con capacidades de procesamiento de señales y comunicación de tal manera que pueden enviar información a través de un bus de datos a los dispositivos de la bahía.

Los equipos e instrumentos que estarán dentro del patio de maniobras serán los siguientes: contactos auxiliares, cables de conexión, instrumentos, transformadores, relés, lazos de comunicación, sensores y actuadores, seccionadores, disyuntores y transformadores de potencia.

- **Disyuntores.**

Para desempeñar las funciones de monitoreo los interruptores deben tener: contactos auxiliares para indicar su estado abierto o cerrado, contador de operaciones, medidor de nivel de aceite o presión de gas según el tipo de aislamiento, instrumento indicador, contactos auxiliares para señales de alarma y el transductor para comunicar al sistema relacionado a su monitoreo.

Además, para cumplir con las funciones de control, los interruptores deben tener:

- ✓ Sistema motorizado
- ✓ Accionamiento manual local y remoto
- ✓ Mecanismos de bloqueo (enclavamientos)

- **Transformador de potencia.**

Estos elementos deben tener implementado equipos, como sensores y transductores, que permitan medir, mostrar, monitorear y comunicar diferentes parámetros como.

- ✓ Nivel de aceite.
- ✓ Temperatura de devanados y de aceite.
- ✓ Velocidad de flujo de aceite.
- ✓ Presión de aceite o gas.
- ✓ Presencia de humedad en el aislante.
- ✓ Descargas parciales en los bushings.
- ✓ Posición del cambiador de derivación o taps.
- ✓ Contactos auxiliares.
- ✓ Sistema de alarmas.
- ✓ Sistema de ventilación con control por motores.
- ✓ Cambiador de taps.

- **Transductores y actuadores.** [12]

Estos instrumentos son sensores los cuales varían ante el cambio de una magnitud física del medio en el que se encuentran, es decir, son dispositivos que están diseñados para recibir información de una magnitud del exterior y transformarla en otra magnitud, que se pueda cuantificar y manipular, si esta magnitud que cambia es eléctrica, se la denomina transducción. Los transductores permiten realizar las funciones de medición y monitoreo, los actuadores permiten realizar las funciones de control.

A la mayoría de los equipos convencionales, electromecánicos y mecánicos de las subestaciones, se podría añadirles o adaptarles transductores, sensores, detectores y/o actuadores, para integrarlos al sistema de automatización.

- **Cargador de baterías.**

El cargador de baterías debe tener integradas funciones para que pueda vincularse al sistema de automatización, como las siguientes.

- ✓ Monitoreo de funcionamiento dentro de niveles correctos.
- ✓ Medición de voltaje y corriente de entrada y salida.
- ✓ Sistema de alarmas en caso de falla
- ✓ Capacidad de control remoto
- ✓ HMI integrado en la parte frontal
- ✓ Sistema de comunicación, para conexión del mismo con el nivel de bahía o nivel de estación, para realizar funciones de control y monitoreo remoto.
- ✓ Selección de funcionamiento manual o automático

- **Adicionalmente.**

Otros segmentos de la subestación que deberán tener sistemas de monitoreo y control, manual local-remoto y automático, son:

- ✓ Sistema de alumbrado
- ✓ Relés auxiliares
- ✓ Fuentes de alimentación para circuitos DC y AC
- ✓ Contador de descargas en los pararrayos

3.1.3.1.2. Nivel de bahía (nivel 1).

El nivel de bahía permite tener el control y supervisión locales, esta puede constituir un panel completo de control con visualización mímica de la topología de toda la subestación, valores de variables, teclados y botones para realizar maniobras.

En este nivel se incluirá todos los elementos que existen en los paneles, los cuales están cerca del equipo de campo, tales como unidades controladoras y dispositivos encargados de realizar las funciones de Monitoreo, Control, Protección, Interfaz Hombre-Máquina (HMI).

En este nivel se procesa las señales obtenidas del nivel de campo con los siguientes dispositivos:

- **Dispositivo Electrónico Inteligente (IED`s).** [13]

Los IEDs reciben datos de los sensores y diversos dispositivos eléctricos, y puede informar los comandos de control, tales como interruptores que se disparan cuando se detectan voltajes, corrientes o frecuencias anómalas, cuando se suceden las variaciones por el aumento o niveles de tensión inferior para mantener el nivel deseado.

Un IED típico puede contener alrededor 5-12 funciones de la protección, 5-8 funciones de control que controlan los dispositivos separados, una función del “autoreclosed”, la función de auto-supervisión, las funciones de comunicación. Por lo tanto, se nombran convenientemente como dispositivos electrónicos inteligentes.

En Automatización de la Subestaciones en sistemas de potencia, proporcionan interoperabilidad y capacidades avanzadas de comunicaciones en el control de las redes eléctricas ya que describe un dispositivo basado en microprocesadores, además posee habilidades de monitoreo y capacidad de comunicación directa con un sistema SCADA, entre otras características se pueden mencionar las siguientes:

- ✓ Comunicación con instrumentos y dispositivos de los diferentes niveles funcionales de la subestación y con otros IED`s.
- ✓ Maneja protocolos abiertos, como lo es el protocolo de comunicación DNP 3.0 y el IEC 61850 por ser protocolos proyectados a futuro para la automatización de subestaciones con visión al Smart Grid.
- ✓ Interfaces estándar como: RS-485, RJ-45 y/o fibra óptica.

- ✓ Entradas y salidas analógicas, binarias y digitales, para realizar funciones de monitoreo y control.
- ✓ Funciones de control y protección combinadas.
- ✓ Monitoreo del sistema y de los instrumentos del sistema.
- ✓ Auto supervisión.
- ✓ Grabación de eventos y datos.
- ✓ Programación de secuencias.
- ✓ Independencia de funcionamiento con respecto al resto del sistema.
- ✓ Alarmas que indiquen la causa de las fallas, la ubicación y más parámetros.
- ✓ Medición y visualización de valores de las variables medidas.
- ✓ HMI local y remoto.
- ✓ Parámetros técnicos de acuerdo con los parámetros del sistema.
- ✓ Arquitectura modular.

- **Relés inteligentes.** [14]

La función principal de los relés inteligentes es la protección de los equipos del sistema, tomando señales de corriente y voltaje desde los TC`s y TP`s, señales de estado de interruptores y posiciones de dispositivos de interbloqueo.

Se han desarrollado relés basados en microprocesadores, lo que los ha vuelto más versátiles, con avances en la programación remota, archivo de datos y comunicación. Las funcionalidades de monitoreo y control deben estar incorporadas dentro de los relés, que pueden ser más que solamente dispositivos de protección.

Para la automatización de subestación con visión a la Smart Grid un relé inteligente debe tener:

- ✓ Funciones de protección integradas (dispositivo multifunción).
- ✓ Capacidades de procesamiento y almacenamiento de información sobre eventos, secuencias y variables del sistema.

- ✓ Un HMI local y remoto que permita tener control, monitoreo y visualización.
- ✓ Sistema de alarmas que permita conocer las características de la falla.
- ✓ Sistema de comunicaciones para enlazarse con IED`s, otros relés o dispositivos de otros niveles del sistema.
- ✓ Protocolos IEC 61850 y DNP3.0.
- ✓ Interfaces estándar como: RS-485, RJ-45 y/o fibra óptica.
- ✓ Arquitectura modular que permita una fácil expansión.
- ✓ Módulo de señales de entradas y salidas análogas, binarias y digitales que tenga incluidas funciones de control y automatización distribuida.
- ✓ Monitoreo en tiempo-real.
- ✓ Entradas y salidas análogas, digitales y binarias.

- **Controlador Lógico Programable (PLC`s).** [15]

Los PLCs son aparatos electrónicos digitales que usan técnicas de programación de instrucciones almacenadas internamente para implementar funciones específicas tales como lógicas secuenciales, de temporización, de conteo y aritméticas para el control de máquinas y procesos, estos dispositivos pueden cumplir funciones de control, monitoreo y supervisión dentro de la subestación, están diseñados y programados para desarrollar funciones específicas dentro de un sistema automatizado. Los PLCs fueron desarrollados inicialmente para procesos de automatización industrial, pero su versatilidad, facilidad de aplicación y bajo costo, en relación con una RTU, ha facilitado su uso en proyectos de automatización de subestaciones.

Entre las características más importantes que se debería tomar en cuenta para la automatización de subestaciones están:

- ✓ Sistema de comunicaciones, para conectarse con relés inteligentes y dispositivos de los diferentes niveles del sistema.
- ✓ Debe manejar, especialmente, protocolo IEC 61850 y DNP3.0.
- ✓ Interfaces estándar: RS-485, RJ-45 y fibra óptica.

- ✓ Entradas y salidas análogas, digitales y binarias.
- ✓ Capacidades de almacenamiento de información y eventos.
- ✓ Funciones de monitoreo en tiempo-real.
- ✓ HMI local y remoto

- **Unidad Terminal Remota (RTU`s).**

Las Unidades Terminales Remotas (RTUs, Remote Terminal Units) son dispositivos de adquisición de datos y control en campo, cuya función principal es hacer de interfaz entre los equipos de instrumentación, control local y el sistema de adquisición de datos y control.

La tecnología de estado sólido ha revolucionado el diseño electrónico de las RTUs en los últimos años, extendiéndose al uso de unidades microprocesadoras equipadas con memoria tipo de solo lectura y borrada electrónicamente (Electronic Erase Programmable Read Only Memory, EEPROM) y del tipo de Acceso Directo (Random Acces Memory, RAM) respaldada con batería de litio para salvaguardar la programación en caso de fallas eléctricas e incorporándoles una interfaz humano-máquina (HMI, Human Machine Interace), capacidades de comunicación con sistemas de medición, transductores, controladores lógicos programables (PLC), etc.

Funciona como una unidad concentradora de datos dentro de la subestación, la función principal que cumple es ser el puente de comunicaciones entre el nivel de bahía y el nivel de estación. Entre las características más importantes para la automatización de subestaciones están:

- ✓ Adquisición y procesamiento de parámetros análogos, binarios y digitales.
- ✓ Entradas y salidas análogas, binarias y digitales.
- ✓ Funciones de control y alarmas.
- ✓ HMI local y remoto.
- ✓ Almacenamiento de datos.

- ✓ Auto monitoreo.

- **Dispositivos de comunicaciones.**

Los dispositivos de comunicación permiten interactuar entre todos los dispositivos del nivel de bahía y el nivel de estación.

Entre las características más importantes que se debería considerar para la automatización de subestaciones están:

- ✓ Sistema de automonitoreo
- ✓ Memoria y un conversor de protocolos
- ✓ Arquitectura modular, para facilitar la expansión del sistema.
- ✓ Protocolo IEC 61850 y DNP3.0.
- ✓ Interfaces estándar: RS-485, RJ-45 y fibra óptica.
- ✓ Entradas y salidas análogas, digitales y binarias.

- **Panel de visualización.**

El panel de visualización es un dispositivo que básicamente es usado para efectuar funciones de visualización, monitoreo y control local, es una alternativa adicional para facilitar el trabajo del operador dentro de la subestación, puede estar junto a los dispositivos del nivel de bahía.

Desde este panel se puede visualizar y monitorear a la subestación completa, permitiendo ver fallas con sus causas y su ubicación, estado del equipo y dispositivos, valores de variables. Entre las características más importantes para la automatización de subestaciones están:

- ✓ Botones, teclado o pantalla táctil para que el operador pueda realizar funciones de control a través de ella.

- ✓ Capacidades de comunicación, para conectarse a los IED`s o relés.
- ✓ Salidas y entradas análogas, digitales y binarias.
- ✓ Varios IED`s y relés vienen con un panel de visualización mímica integrado en su HMI frontal.

- **Panel de alarmas.**

El panel de alarmas es aquel que permitirá tener una visualización completa de cualquier falla que se presente dentro de la subestación. Debe tener un sistema de notificación para el operador (alarma sonora y lumínica). También debe tener capacidades de comunicación, para conectarse a los IED`s, relés y resto del sistema.

3.1.3.1.3. Nivel de estación (Nivel 2).

El manejo general de funciones de supervisión, control y monitoreo están en este nivel, es decir, a él llegará toda la información de las bahías. Está comprendido por el hardware para recibir, enviar, ver, almacenar, evaluar, analizar y procesar todos los datos que reciba de la subestación, con pantallas de visualización, impresoras, periféricos, unidades de comunicación, computadores.

La Interfaz Hombre Máquina (HMI) en este nivel se encarga de operar y supervisar a la subestación, permite realizar funciones de control y configuración más avanzadas, de mayor importancia y con información más tratada, analizada y evaluada, de tal manera que pueda servir de apoyo para realizar maniobras en las que existan sucesos importantes.

También, desde este nivel se puede configurar el funcionamiento de la subestación. Las funciones de control local y automático pueden ser ubicadas en dispositivo inteligente o en una computadora con el software necesario.

El almacenamiento y archivado de datos e información se lo realiza en memorias digitales que brindan una gran capacidad de almacenamiento en poco espacio; con los programas computacionales actuales se vuelve sencillo el proceso de encontrar la información necesaria, tomarla y procesarla. El acceso a los datos del proceso puede hacerse sin restricciones desde este nivel, en este punto es importante el tipo de protocolo que se esté utilizando. Para las funciones de control y monitoreo remoto se utiliza un dispositivo que permite tener acceso a los datos y realizar control de la red; debe poseer un convertidor de protocolos, de ser necesario, para que se acople el centro de control con el sistema de automatización.

Las funciones de monitoreo dan una perspectiva general de la condición de la red de potencia, las subestaciones, sus equipos, eventos y perturbaciones ocurridas, así como las condiciones del proceso de manejo de la energía.

El intercambio de datos es una de las funciones vitales de un sistema de potencia automatizado, está basado en protocolos de comunicación específicos hechos por los fabricantes de los equipos que se usan para estos propósitos, que son derivados de protocolos ya existentes adaptados.

Dentro de este nivel se realizan las funciones de supervisión, monitoreo y control de la subestación, pero en el nivel más alto de procesamiento y toma de decisiones. Para ello se utilizan los siguientes equipos:

- ✓ Computador personal.
- ✓ Un software que permita:
 - Visualización de la subestación completa en diagramas mímicos unifilares
 - Almacenamiento y tratamiento de información del sistema.
 - Registro, manejo y visualización de eventos y alarmas.
 - Manejo de la red de comunicaciones.
 - Configuración de IED`s de protección
 - Permitir realizar funciones de control, configuración y monitoreo.

- ✓ Conversores de protocolos
- ✓ Memorias digitales
- ✓ Impresoras
- ✓ sincronizador de tiempo
- ✓ equipos de telecomunicaciones

3.1.3.1.4. Nivel de red o centro de control central

En este nivel está la central de control de todo el sistema de potencia, concentrar la información de todas las subestaciones y la muestra para un análisis y planificación a una escala mayor, establece la comunicación con niveles jerárquicos organizacionales más altos.

En este nivel encontramos casi exactamente las mismas funciones del nivel de estación, pues son casi similares en sus características, con la diferencia de que en el nivel de red se maneja el conjunto de subestaciones, centrales de generación y departamentos que se requiera, en lugar de una sola subestación.

La HMI en este nivel se asemeja mucho a la del nivel de estación en apariencia y características, solo se diferencia en tamaño y capacidad, pues permitirá visualizar varias subestaciones simultáneamente. Este nivel permite ver, concentrar y analizar la información de todas las subestaciones para su procesamiento y planificación. Las funciones y equipos de este nivel serán similares al nivel de estación, con la diferencia de que no se verá únicamente a una subestación, sino a todo el sistema de potencia.

3.1.4. Topología de las redes. [16]

Al adoptar una determinada topología de red para una subestación, se deben considerar como aspectos más críticos a lograr tales como: una adecuada seguridad, confiabilidad, y disponibilidad, es decir un adecuado grado de “tolerancia a fallas”.

Los requerimientos mencionados implican definir una topología adecuada para alcanzar esos objetivos, obviamente teniendo en cuenta las características de configuración y nivel de tensión de cada estación. Es por ello que la topología que se adopte adquiere una importancia fundamental.

Si bien las topologías básicas son ampliamente conocidas, es importante tener en cuenta una serie de consideraciones al seleccionar una, ya que cada Empresa Eléctrica posee su propia configuración particular de subestaciones, y es importante por un aspecto práctico, considerarlas al definir la topología a utilizar.

La elección de una adecuada topología es una decisión fundamental, que está vinculada con el grado de disponibilidad y por lo tanto de redundancia exigido a la LAN Ethernet en la subestación. En este marco también adquiere importancia el protocolo adoptado para el tráfico de datos entre switches en la automatización de subestaciones.

La arquitectura comprende la estructura física de la subestación, pero en función de la estructura funcional. Existen diferentes tipos de arquitecturas para sistemas de potencia automatizados.

A continuación se exponen modelos de arquitecturas típicas, en base a éstas se puede realizar el diseño de la automatización de cualquier subestación, solamente se debe analizar las características y requerimientos y escoger el modelo más conveniente:

3.1.4.1. Bus o Cascada.

La figura 3.1 muestra la topología bus o cascada, uno de los casos más simples. No presenta posibilidades de tolerancia a fallas y la cantidad de dispositivos que se pueden interconectar depende de los retardos admisibles en el sistema.

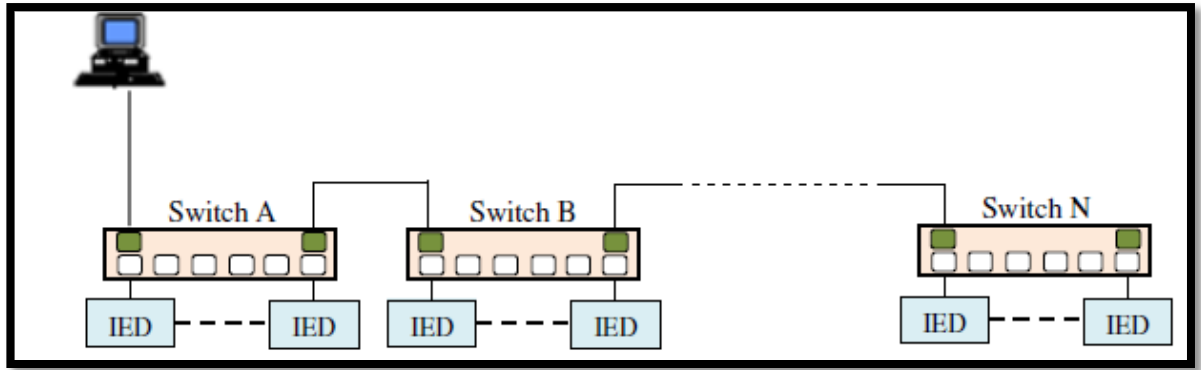


Figura 3.1. Topología Bus o Cascada.

Fuente R. Vignoni. (2009) *SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES*. pdf.

3.1.4.2. Estrella.

La figura 3.2 muestra una topología estrella típica. Tampoco presenta posibilidades de tolerancia a fallas, pero es el esquema donde existen menores retardos.

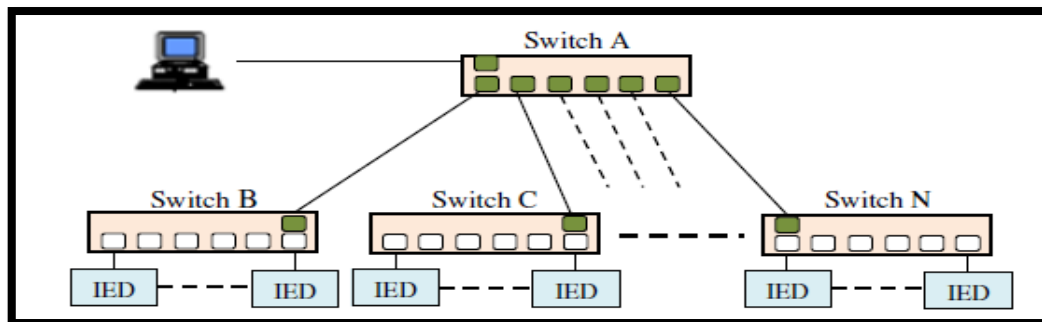


Figura 3.2. Topología Estrella

Fuente: R. Vignoni. (2009) *SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES*. pdf.

3.1.4.2. Anillo.

La topología anillo mostrada en la figura 3.3 resulta similar a la anterior, la única diferencia radica en que en este caso se cierra el lazo entre el último switch y el primero. Esta configuración muestra un primer nivel de redundancia. Utilizando un protocolo de

reconfiguración de red, si una de las conexiones entre switches falla, por el camino alternativo la información de todos los IEDs se mantiene accesible. Si lo que falla es un switch completo, lo anterior es válido, excepto para los IEDs conectados al switch fallado los cuales quedarán aislados.

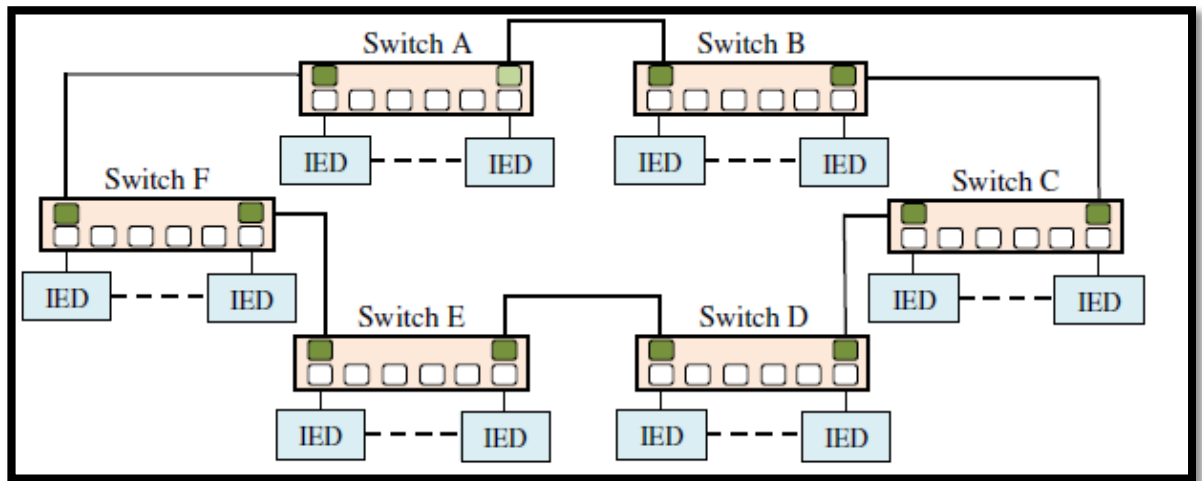


Figura 3.3. Topología Anillo

Fuente: R. Vignoni. (2009) SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES. pdf.

3.1.4.4. Estrella Anillo Combinada.

La figura. 3.4 muestra una topología que resulta de la combinación entre las arquitecturas anillo y estrella, comentadas anteriormente.

Como se puede observar se obtiene un nivel de tolerancia a fallas mayor, cada uno de los dispositivos conectados a los IEDs, están conectados a dos switches que a su vez conforman un anillo. Esta configuración mantiene su funcionalidad aun en presencia de uno o más de los siguientes fallos:

- a) Falla de alguno de los switches A o B
- b) Falla de una de las conexiones entre los switches C a N con A o B

c) Falla de una de las conexiones entre A y B

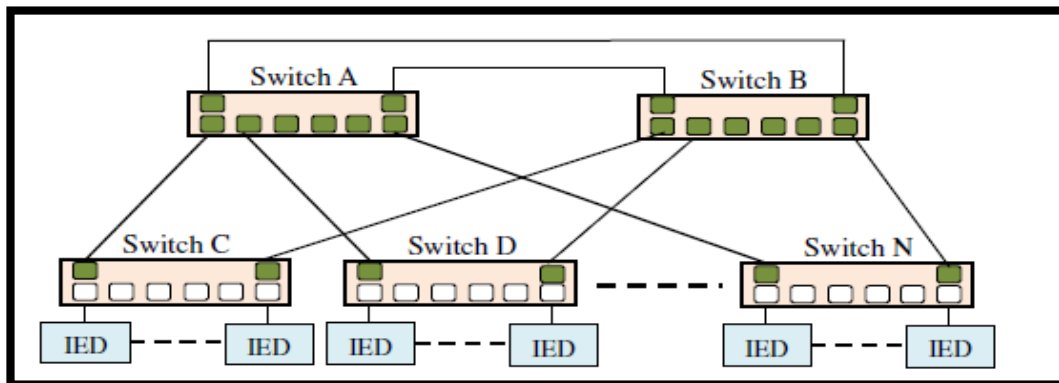


Figura 3.4. Topología Estrella anillo combinada

Fuente: R. Vignoni. (2009) *SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES. pdf.*

3.1.4.5. Anillo doble.

Como se aprecia en la figura. 3.5, la configuración doble anillo provee un grado de tolerancia a fallas importante dado que se incorporan caminos alternativos que permiten que el sistema siga funcionando aún en presencia de diversas fallas.

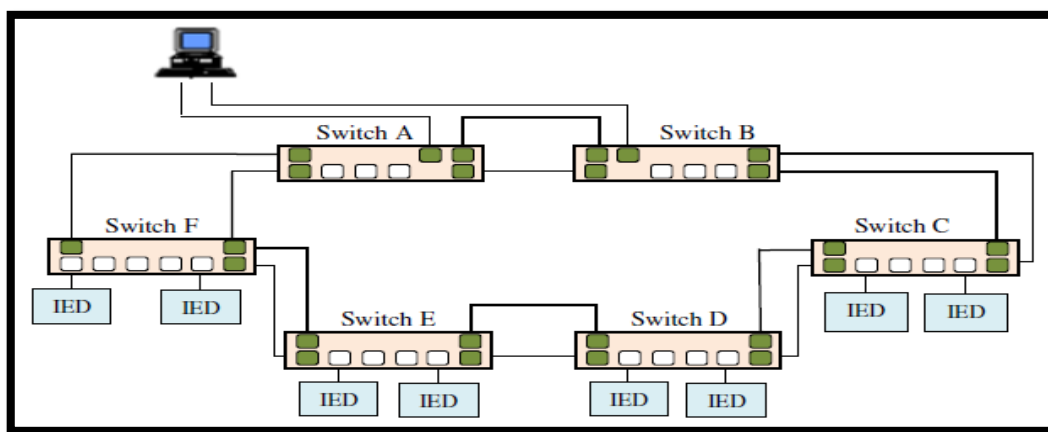


Figura 3.5. Topología Anillo doble

Fuente: R. Vignoni. (2009) *SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.*

3.1.5. Protocolos de comunicaciones.

Para todo tipo de sistemas de automatización se busca utilizar protocolos de tipo abierto, para facilitar la integración de instrumentos de diferentes fabricantes, expansiones futuras y acomodar el sistema a las exigencias que se tengan. En la automatización de subestaciones los protocolos más utilizados actualmente son:

3.1.5.1. IEC 61850. [17]

Actualmente IEC 61850 es el estándar internacional utilizado para la comunicación de datos de las redes eléctricas y para el modelado de subestaciones eléctricas.

Está optimizado para la transferencia eficiente y fiable de datos y comandos de procesos entre y dentro de dispositivos electrónicos inteligentes y de las subestaciones. IEC 61850 ha sido diseñado para su uso sobre redes de comunicación de alta velocidad.

Este puede tener dos aplicaciones principales: Bus de Estación y Bus de proceso. El bus de estación conecta los relés y demás dispositivos de los niveles de bahía y estación directamente a una LAN-Ethernet y el bus de proceso conecta a los instrumentos del nivel de campo con los de bahía sobre otra red LAN-Ethernet.

Las ventajas principales de este protocolo son:

- ✓ Intercambio de datos y comandos en alta velocidad (10 o 100 Mbps)
- ✓ Conexión de Uno a Uno (peer to peer), todos los dispositivos de la subestación se pueden comunicar uno con otro.
- ✓ Un solo protocolo se usa en toda la subestación, a través de este se puede realizar protección, control, supervisión y monitoreo a nivel de estación, bahía y proceso.
- ✓ Se puede ejecutar a través de TCP/IP de redes o en redes LAN de subestaciones de alta velocidad de conmutación Ethernet con tiempos de respuesta menores a 4 mseg.

3.1.5.2. DNP 3.0. [18]

Acrónimo del inglés Distributed Network Protocol, en su versión 3, es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y estaciones controladoras, componentes de sistemas SCADA. Es ampliamente utilizado en el sector eléctrico, Permite la interoperabilidad entre instrumentos de diferentes niveles funcionales de la subestación y los acopla a una estructura definida.

Este protocolo fue desarrollado para alcanzar interoperabilidad abierta y estándar entre elementos de subestaciones, como RTUs, IEDs y PCs, y las estaciones principales de monitoreo y control en las compañías eléctricas. Algo importante y que no disponían los protocolos existentes era el tratamiento de las estampas de tiempo relacionadas con cada dato, una necesidad para los requerimientos actuales.

Utiliza principalmente, comunicaciones maestro-esclavo, es robusto y flexible, presenta una fácil expansión del sistema y se acopla fácil y rápidamente a cambios tecnológicos. Proporciona una secuencia de estampa de tiempo de reporte de eventos y soporta secuencia de eventos para alarmas, mediciones y contadores.

3.1.5.3. Ethernet. [19]

Ethernet, al que también se conoce como IEEE 802.3, es el estándar más popular para las LAN, usa el método de transmisión de datos llamado *Acceso múltiple con detección de portadora y detección de colisiones* (CSMA/CD). Antes de que un nodo envíe algún dato a través de una red Ethernet, primero analiza y razona si algún otro nodo está transfiriendo información; de no ser así, el nodo transferirá la información a través de la red.

En caso de que dos nodos traten de enviar datos por la red al mismo tiempo, cada nodo se dará cuenta de la colisión y esperará una cantidad de tiempo aleatoria antes de volver a hacer el envío. Cada paquete enviado contiene la dirección de la estación destino, la dirección de la estación de envío y una secuencia variable de bits que representa el mensaje transmitido. El dato transmitido procede a 10 millones de bits por segundo y el

paquete varia en una longitud de 64 a 1518 bytes, así el tiempo de transmisión de un paquete en la Ethernet está en un rango de 50 a 1200 microsegundos dependiendo de su longitud. La dirección de la estación de destino normalmente es referida por una única interfaz.

El protocolo Ethernet es, actualmente, el protocolo más sencillo y de bajo costo; las ventajas principales de tener una red LAN-Ethernet en las subestaciones eléctricas son:

- ✓ Comunicaciones punto a punto de alta velocidad entre IED`s
- ✓ Mínimo alambrado entre IED`s
- ✓ Uso de múltiples protocolos sobre la misma red física: DNP, Modbus, IEC61850, entre otros.
- ✓ Acceso fácil y confiable mediante el uso de switches Ethernet, conversores de medio, servidores seriales y routers diseñados con los mismos estándares y normas que los dispositivos críticos de protección eléctrica.

3.1.6. Interfaz de comunicación.

En la automatización de subestaciones las interfaces de comunicación más utilizados actualmente son:

3.1.6.1. RS-232C. [20]

RS232 (Recommended Standard 232, también conocido como Electronic Industries Alliance RS-232C) es una interfaz que designa una norma para el intercambio de una serie de datos binarios entre un DTE (Equipo terminal de datos) y un DCE (*Data Communication Equipment*, Equipo de Comunicación de datos), aunque existen otras en las que también se utiliza la interfaz RS-232.

En particular, existen ocasiones en que interesa conectar otro tipo de equipamientos, como pueden ser computadores. Evidentemente, en el caso de interconexión entre los

mismos, se requerirá la conexión de un DTE (*Data Terminal Equipment*) con otro DTE. Para ello se utiliza una conexión entre los dos DTE sin usar módem, por ello se llama: null módem o módem nulo.

El RS-232 consiste en un conector tipo DB-25 (de 25 pines), aunque es normal encontrar la versión de 9 pines (DE-9, o popularmente también denominados DB-9), más barato e incluso más extendido para cierto tipo de periféricos (como el ratón serie del PC).

Estos dispositivos se encuentran comúnmente en aplicaciones de comunicación remota o en ciertos dispositivos de la subestación. Por lo general, es mejor tener un conversor de protocolos para cambiar este protocolo a otro que brinde mayores ventajas.

3.1.6.2. RS-485. [21]

Está definido como un sistema en bus de transmisión multipunto diferencial, es ideal para transmitir a altas velocidades sobre largas distancias (35 Mbit/s hasta 10 metros y 100 kbit/s en 1200 metros) y a través de canales ruidosos, ya que reduce los ruidos que aparecen en los voltajes producidos en la línea de transmisión. El medio físico de transmisión es un par entrelazado que admite hasta 32 estaciones en 1 solo hilo, con una longitud máxima de 1200 metros operando entre 300 y 19 200 bit/s y la comunicación half-duplex (semiduplex). Soporta 32 transmisiones y 32 receptores. La transmisión diferencial permite múltiples drivers dando la posibilidad de una configuración multipunto. Al tratarse de un estándar bastante abierto permite muchas y muy diferentes configuraciones y utilizaciones.

Es común en la automatización de subestaciones, porque puede conectar varios dispositivos a un solo canal de datos. Solo requiere una simple conexión de cable de par trenzado para unir los nodos y las resistencias terminales

3.1.6.3. RJ-45. [22]

La RJ-45 es una interfaz física comúnmente usada para conectar redes de cableado estructurado, (categorías 4, 5, 5e y 6). *RJ* es un acrónimo inglés de *Registered Jack* que a su vez es parte del Código Federal de Regulaciones de Estados Unidos. Posee ocho "pines" o conexiones eléctricas, que normalmente se usan como extremos de cables de par trenzado más comúnmente usados para redes Ethernet. Según el estándar de conexiones los dos extremos del cable llevan un conector RJ-45. Se usa dos tipos de configuraciones en el cable:

- ✓ CABLE DIRECTO.- se usa para conectar dispositivos distintos.
- ✓ CABLE CRUZADO.- sirve para conectar dos dispositivos igualitarios, interconecta las señales de salida de un conector con las señales de entrada del otro y viceversa, permitiendo una comunicación full duplex.

3.1.6.4. Fibra óptica. [23]

La fibra óptica es un medio de transmisión empleado habitualmente en redes de datos; un hilo muy fino de material transparente, vidrio o materiales plásticos, por el que se envían pulsos de luz que representan los datos a transmitir. El haz de luz queda completamente confinado y se propaga por el interior de la fibra con un ángulo de reflexión por encima del ángulo límite de reflexión total, en función de la ley de Snell. La fuente de luz puede ser láser o un LED.

Las fibras se utilizan ampliamente en telecomunicaciones, ya que permiten enviar gran cantidad de datos a una gran distancia, con velocidades similares a las de radio y superiores a las de cable convencional. Son el medio de transmisión por excelencia al ser inmune a las interferencias electromagnéticas, también se utilizan para redes locales, en donde se necesite aprovechar las ventajas de la fibra óptica sobre otros medios de transmisión.

Entre las aplicaciones de la fibra óptica está las comunicaciones de grandes extensiones, por su baja atenuación, pérdidas y también en redes de área local, conectando varios equipos, aumentando el rendimiento de los equipos.

3.1.7. Dispositivos de redes

En la automatización de subestaciones los dispositivos de redes de comunicación más utilizados actualmente son:

3.1.7.1. Tarjeta de red (NIC). [24]

Una tarjeta de red o adaptador de red es un periférico que permite la comunicación con aparatos conectados entre sí y también permite compartir recursos entre dos o más computadoras (discos duros, CD-ROM, impresoras, etc). A las tarjetas de red también se les llama NIC (por *network interface card*; en español "tarjeta de interfaz de red"). Hay diversos tipos de adaptadores en función del tipo de cableado o arquitectura que se utilice en la red (coaxial fino, coaxial grueso, Token Ring, etc.), pero actualmente el más común es del tipo Ethernet utilizando una interfaz o conector RJ-45.

3.1.7.2. Repetidores. [25]

En una línea de transmisión, la señal sufre distorsiones y se vuelve más débil a medida que la distancia entre los dos elementos activos se vuelve más grande. Dos nodos en una red de área local, generalmente, no se encuentran a más de unos cientos de metros de distancia. Es por ello que se necesita equipo adicional para ubicar esos nodos a una distancia mayor.

Un repetidor es un dispositivo sencillo utilizado para regenerar una señal entre dos nodos de una red. De esta manera, se extiende el alcance de la red. El repetidor funciona solamente en el nivel físico (capa 1 del modelo OSI), es decir que sólo actúa sobre la

información binaria que viaja en la línea de transmisión y que no puede interpretar los paquetes de información.

Por otra parte, un repetidor puede utilizarse como una interfaz entre dos medios físicos de tipos diferentes, es decir que puede, por ejemplo, conectar un segmento de par trenzado a una línea de fibra óptica.

3.1.7.3. Hubs (concentradores). [26]

Un concentrador (hub) es un elemento de hardware que permite concentrar el tráfico de red que proviene de múltiples hosts y regenerar la señal. El concentrador es una entidad que cuenta con determinada cantidad de puertos (posee tantos puertos como equipos a conectar entre sí, generalmente 4, 8, 16 ó 32). Su único objetivo es recuperar los datos binarios que ingresan a un puerto y enviarlos a los demás puertos. Al igual que un repetidor, el concentrador funciona en el nivel 1 del modelo OSI. Es por ello que a veces se lo denomina repetidor multipuertos.

El concentrador (hub) conecta diversos equipos entre sí, a veces dispuestos en forma de estrella, de donde deriva el nombre de HUB (que significa cubo de rueda en inglés; la traducción española exacta es repartidor) para ilustrar el hecho de que se trata del punto por donde se cruza la comunicación entre los diferentes equipos.

3.1.7.4. Switch. [27]

Un conmutador (switch) es un puente con múltiples puertos, es decir que es un elemento activo que trabaja en el nivel 2 del modelo OSI.

El conmutador analiza las tramas que ingresan por sus puertos de entrada y filtra los datos para concentrarse solamente en los puertos correctos (esto se denomina conmutación o redes conmutadas). Por consiguiente, el conmutador puede funcionar

como puerto cuando filtra los datos y como concentrador (hub) cuando administra las conexiones.

3.1.7.5. Routers (encaminadores). [28]

Un router es un dispositivo de interconexión de redes informáticas que permite asegurar el enrutamiento de paquetes entre redes o determinar la ruta que debe tomar el paquete de datos.

Cuando un usuario accede a una URL, el cliente web (navegador) consulta al servidor de nombre de dominio, el cual le indica la dirección IP del equipo deseado.

La estación de trabajo envía la solicitud al router más cercano, es decir, a la pasarela predeterminada de la red en la que se encuentra. Este router determinará así el siguiente equipo al que se le enviarán los datos para poder escoger la mejor ruta posible. Para hacerlo, el router cuenta con tablas de enrutamiento actualizadas, que son verdaderos mapas de los itinerarios que pueden seguirse para llegar a la dirección de destino. Existen numerosos protocolos dedicados a esta tarea.

Además de su función de enrutar, los routers también se utilizan para manipular los datos que circulan en forma de datagramas, para que puedan pasar de un tipo de red a otra. Como no todas las redes pueden manejar el mismo tamaño de paquetes de datos, los routers deben fragmentar los paquetes de datos para que puedan viajar libremente.

3.1.7.6. Bridges (puentes). [29]

Un puente es un dispositivo de hardware utilizado para conectar dos redes que funcionan con el mismo protocolo. A diferencia de un repetidor, que funciona en el nivel físico, el puente funciona en el nivel lógico (en la capa 2 del modelo OSI). Esto significa que puede filtrar tramas para permitir sólo el paso de aquellas cuyas direcciones de destino se correspondan con un equipo ubicado del otro lado del puente.

El puente, de esta manera, se utiliza para segmentar una red, ya que retiene las tramas destinadas a la red de área local y transmite aquellas destinadas para otras redes. Esto reduce el tráfico (y especialmente las colisiones) en cada una de las redes y aumenta el nivel de privacidad, ya que la información destinada a una red no puede escucharse en el otro extremo.

Sin embargo, el filtrado que lleva a cabo el puente puede provocar una leve demora al ir de una red a otra, razón por la cual los puentes deben ubicarse con buen criterio dentro de una red. La función normal de un puente es enviar paquetes entre dos redes del mismo tipo.

3.1.7.7. Servidores. [30]

Cuando hay una demanda de acceso a archivos o dispositivos concretos entre los usuarios de la red, se ha de encontrar un medio para permitir compartir tales recursos. Los servidores son dispositivos que permiten compartir archivos, dispositivos u otros recursos para los usuarios de la red. Los servidores de archivos son ordenadores diseñados para dar acceso a archivos guardados en sus unidades de disco duro o dedicados a ejecutar los Sistemas Operativos de Red (NOS) para otros dispositivos clientes.

También se conectan a la red diferentes categorías de dispositivos periféricos. Los servidores de impresión son dispositivos que conectan una impresora a la red y permiten a los usuarios de la red acceder a la impresora. Los servidores de terminales de Lantronix permiten a los terminales conectarse directamente a una red y acceder a cualquier servidor disponible. Un área de aplicación en vías de desarrollo relacionada con los servidores de terminales es lo que se denomina servicios de conversión serie a Ethernet - la habilidad de conectar a una red un dispositivo que sólo tiene un puerto serie para comunicaciones. Los servidores de acceso remoto proporcionan soporte de encaminamiento (routing) para conectividad WAN y LAN sobre líneas de comunicaciones dedicadas o normales.

3.1.7.8. Gateways. [31]

Una pasarela, puerta de enlace o gateway es un dispositivo que permite interconectar redes con protocolos y arquitecturas diferentes a todos los niveles de comunicación. Su propósito es traducir la información del protocolo utilizado en una red al protocolo usado en la red de destino.

El gateway o «puerta de enlace» es normalmente un equipo informático configurado para dotar a las máquinas de una red local (LAN) conectadas a él de un acceso hacia una red exterior, generalmente realizando para ello operaciones de traducción de direcciones IP (NAT: Network Address Translation). Esta capacidad de traducción de direcciones permite aplicar una técnica llamada IP Masquerading (enmascaramiento de IP), usada muy a menudo para dar acceso a Internet a los equipos de una red de área local compartiendo una única conexión a Internet, y por tanto, una única dirección IP externa.

La puerta de enlace, o más conocida por su nombre en inglés como "Default Gateway", es la ruta por defecto que se le asigna a un equipo y tiene como función enviar cualquier paquete del que no conozca porque interfaz enviarlo y no esté definido en las rutas del equipo, enviando el paquete por la ruta por defecto.

En entornos domésticos se usan los routers ADSL como gateways para conectar la red local doméstica con la red que es Internet, si bien esta puerta de enlace no conecta 2 redes con protocolos diferentes, sí que hace posible conectar 2 redes independientes haciendo uso del ya mencionado NAT.

3.1.7.9. Módems. [32]

El módem es un dispositivo que permite conectar dos ordenadores remotos utilizando la línea telefónica de forma que puedan intercambiar información entre sí. Es uno de los métodos más extendidos para la interconexión de ordenadores por su sencillez y bajo

costo. La gran cobertura de la red telefónica convencional posibilita la casi inmediata conexión de dos ordenadores si se utiliza módems.

Con un módem, se puede enviar datos a otra computadora equipada con un módem. Esto le permite bajar información desde la red mundial (World Wide Web) enviar y recibir correspondencia electrónica (E-mail) y reproducir un juego de ordenador con un oponente remoto. Algunos módems también pueden enviar y recibir faxes y llamadas telefónicas de voz.

El proceso que realiza el módem es el conocido como modulación-demodulación, debido a que el módem debe enviar los datos digitales del ordenador a través de líneas telefónicas análogas. Logra esto modulando los datos digitales para convertirlos en una señal análoga; es decir, el módem varía la frecuencia de la señal digital para formar una señal análoga continua. Y cuando el módem recibe señales análogas a través de la línea telefónica, hace el opuesto: demodula, o quita las frecuencias variadas de la onda análoga para convertirlas en impulsos digitales. De estas dos funciones, Modulación y Demodulación, surgió el nombre del módem.

Dos módems para comunicarse necesitan emplear la misma técnica de modulación. La mayoría de los módem son full-dúplex, lo cual significa que pueden transferir datos en ambas direcciones. El modem Funciona como un puente, que permite que varios segmentos de red se conecten entre sí, pueden ser externos o internos.

3.1.8. Sistema SCADA. [33]

Los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Adquisition) son aplicaciones de software, diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos de los procesos remotos.

Se trata de una aplicación de software, especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los

dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde una computadora. Además, envía la información generada en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como hacia otros supervisores dentro de la empresa, es decir, que permite la participación de otras áreas como por ejemplo: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

El sistema recolecta información, la transfiere sobre medios físicos, la procesa y la muestra en una estación de monitoreo (central de control).figura 3.6

Las funciones de un SCADA dentro de un sistema de automatización de sistemas de potencia se resume en:

- ✓ Adquisición de datos.
- ✓ Control.
- ✓ Supervisión.
- ✓ Generación de reporte.

3.1.8.1. Elementos de un sistema SCADA

Los elementos básicos de un sistema SCADA se resume en:

3.1.8.1.1. Hardware.

Dentro de un sistema SCADA se necesitan varios componentes para poder cumplir con las funciones de un sistema de automatización

- **Interfaz Operador Máquinas.**

Es el entorno visual que brinda el sistema para que el operador se adapte al proceso desarrollado por la planta. Permite la interacción del ser humano con los medios tecnológicos implementados.

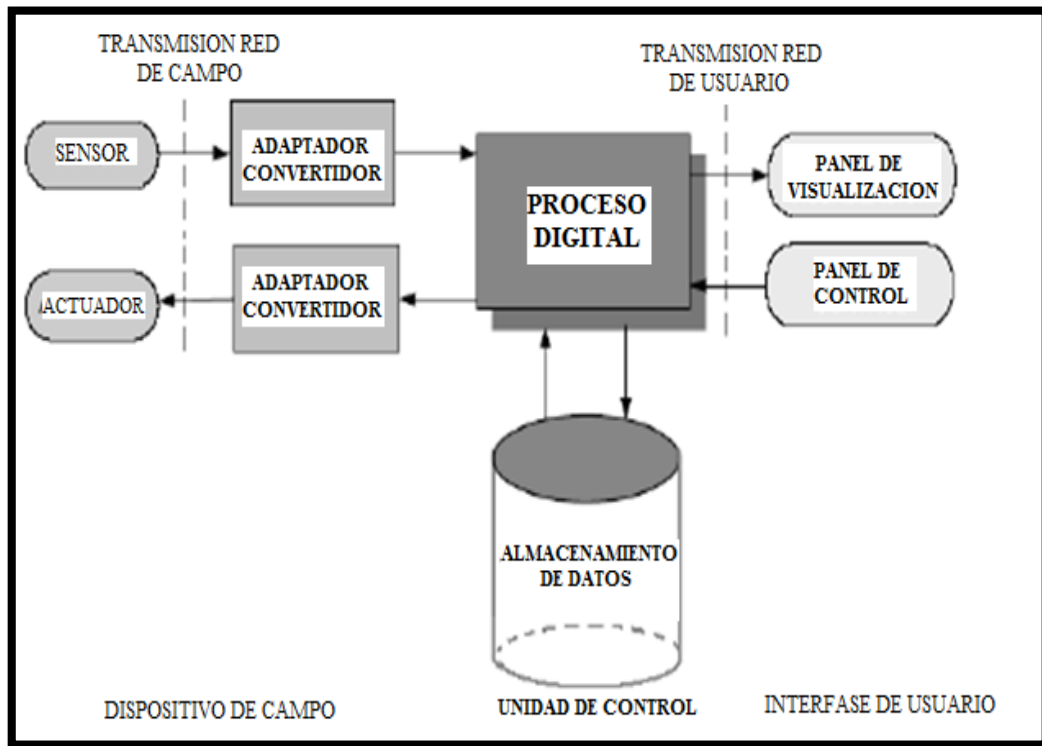


Figura 3.6. Sistema SCADA, estructura

Fuente: Henry Mendiburu Díaz. (2007) SISTEMAS SCADA. pdf.

- **Unidad terminal maestra (MTU).**

Ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a los valores actuales de las variables medidas. La programación se realiza por medio de bloques de programa en lenguaje de alto nivel (como C, Basic, etc.). También se encarga del almacenamiento y procesamiento ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.

- **Unidad terminal remota (RTU).**

Lo constituye todo elemento que envía algún tipo de información a la unidad central. Es parte del proceso productivo y necesariamente se encuentra ubicada en la planta.

Está instalado en una localidad remota del sistema (en este caso en una subestación) que se encarga de recopilar datos para luego transmitirlos hacia la MTU. Tiene canales de entrada para detección o medición de las variables y de salida para control o activación de alarmas y un puerto de comunicaciones.

- **Sistema de comunicación.**

Se encarga de la transferencia de información del punto donde se realizan las operaciones, hasta el punto donde se supervisa y controla el proceso. Lo conforman los transmisores, receptores y medios de comunicación, debe soportar las necesidades del SCADA.

- **Transductores**

Son los elementos que permiten la conversión de una señal física en una señal eléctrica (y viceversa). Su calibración es muy importante para que no haya problema con la confusión de valores de los datos.

- **Instrumentos y dispositivos de campo.**

Los dispositivos de campo con los que se dispone en un sistema SCADA son de diversos tipos y en cada uno de ellos existen parámetros de selección, desde el rango de trabajo, precisión, dimensiones, precio sistema sea un caso particular aunque todos ellos tienen siempre características comunes.

3.1.8.1.2. Software.

Son los programas que permiten cumplir las funciones del SCADA y pueden ser clasificados en los siguientes módulos:

De configuración; Permiten definir y establecer el entorno de trabajo de la aplicación (las pantallas gráficas o de texto que se va a usar).

De interfaz gráfico del operador: Permiten realizar supervisión de dispositivos de campo y variables, proporcionando, además, funciones de control.

De procesamiento: Ejecutan acciones de control programadas automáticas, a partir de valores de las variables de campo.

De gestión y archivo de datos: Se encargan del almacenamiento y procesamiento de datos, según formatos compatibles para periféricos de hardware o software.

3.1.8.2. Central de control del SCADA.

A la central de control del SCADA estarán conectadas todas las subestaciones, centrales de generación y departamentos de la empresa, esta concentrará la información y permitirá el acceso a ella desde diferentes puntos de trabajo, esto basado en el sistema jerárquico.

3.1.8.2.1. Requerimientos funcionales

La central de control del SCADA (estación SCADA master) debe realizar las siguientes funciones:

- ✓ Mostrar los datos recibidos de los dispositivos de las bahías en tiempo-real.
- ✓ Guardar los datos recibidos en archivos y recuperarlos cuando se requiera.

- ✓ Activar las alarmas cuando sea necesario.
- ✓ Grabar alarmas, eventos y perturbaciones.
- ✓ Mostrar la información de secuencia de eventos, alarmas y perturbaciones.
- ✓ Controlar la red de comunicaciones.
- ✓ Dar una HMI para realizar control supervisorio y la configuración remota

3.1.8.2.2. Requerimientos del hardware.

Se requiere uno o más PC's de escritorio en puestos de trabajo, con sus dispositivos periféricos normales y uno o más puertos de comunicación. La central de control del SCADA formará parte de una red LAN o una red WAN, además se tiene un computador de respaldo para redundancia y realización de funciones del sistema que no tengan que ver con las funciones principales, sin interferir con las del operador. También, el uso de una UPS (fuente de poder interrumpible) como fuente de alimentación auxiliar. El estado del UPS debe ser monitoreado por el SCADA.

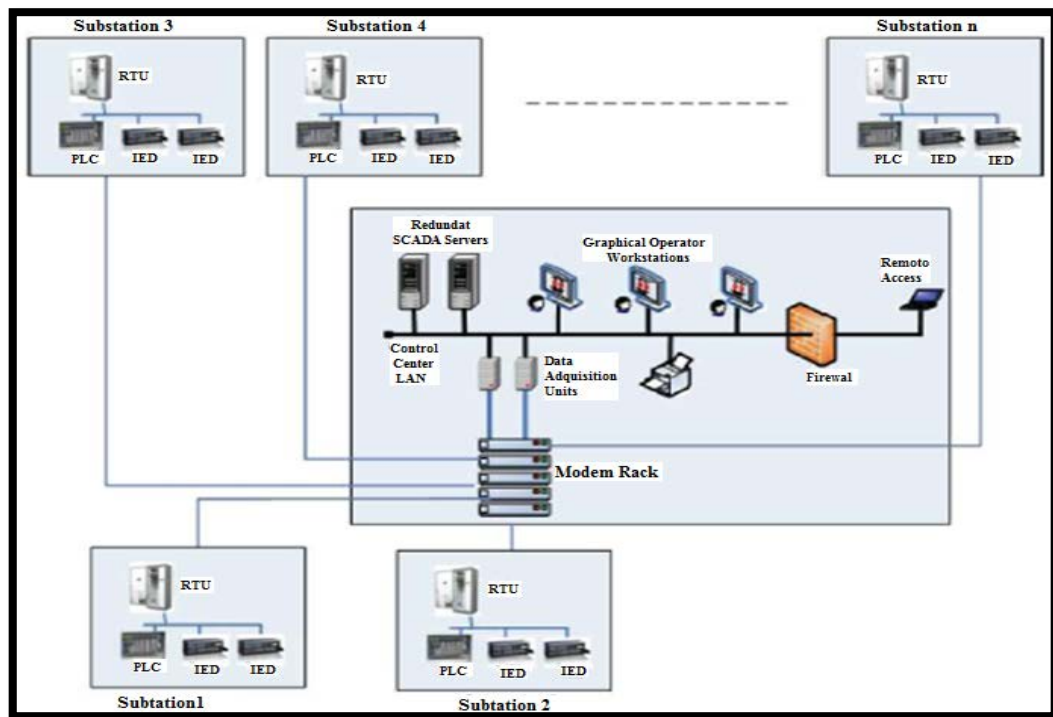


Figura 3.7. Red de comunicaciones entre subestaciones y la central de control SCADA

Fuente: Henry Mendiburu Díaz. (2007) *SISTEMAS SCADA*. pdf.

3.2. BENEFICIOS DE LAS EMPRESAS QUE APUESTAN POR EL SAS APLICANDO TECNOLOGÍA INTELIGENTE.

El concepto de red inteligente nace de pensar la forma de integrar el aprovechamiento de los recursos energéticos de una manera eficiente y que permita un desarrollo económico ambientalmente sostenible.

Para que se pueda integrar las empresas eléctricas a este nuevo sistema hay que mencionar y estimar ciertos beneficios que este presenta en relación a los Sistemas de Distribución Automatizados (SAS), a los sistemas de gestión de distribución (DMS), al Sistema de Adquisición Supervisión y Control de Datos (SCADA), y al Sistema de Gestión de Cortes (OMS), el cual justifique su aplicación como nuevo modo de trabajo en redes de distribución, en tal razón se pone a consideración los beneficios más notables que pueden tener las Empresas Eléctricas del país.

3.2.1 Beneficios que presenta el OMS.

El principal beneficio que presenta el OMS en las empresas de distribuciones que identifica y restaura los cortes de energía de manera ágil y eficiente.

Un OMS puede ser más que una herramienta para los servicios públicos del departamento de operaciones, es decir que varios usuarios como servicio al cliente, planificación, gestión de activos, los departamentos de ingeniería y asuntos regulatorios pueden encontrar información recopilada en su base de datos.

3.2.2 Beneficios que presenta el sistema SCADA.

El principal beneficio que presenta el SCADA en una empresa de distribución es que dota de comunicación con dispositivos de campo (controladores autónomos) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla de monitoreo, mediante un software diseñado sobre un servidor para el control de producción.

Al mismo tiempo provee toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, esto puede ser al mismo nivel como con otros tipos de supervisores de la misma empresa como supervisión, control de calidad, control de producción, almacenamiento de datos.

Contiene diversas soluciones para captura de información de un proceso o planta no necesariamente industrial y con dicha información realizar análisis en tiempo real o estudios posteriores y así obtener indicadores que permitan retroalimentar sobre un proceso u operador.

3.2.3 Beneficios que presenta el DMS.

El DMS permite conocer en todo momento el estado operativo de la red y su repercusión sobre los usuarios de la misma, coordina todas las funciones en tiempo real dentro de la distribución, maneja toda la información necesaria para controlar y gestionar adecuadamente la red.

Reducir los costos de saturación de líneas: esto debido a la capacidad de controlar y dirigir el flujo de potencia, basado en análisis de impedancias de línea, evitando saturación y sobrecargas con sus costos asociados.

Aplazar la inversión en transmisión: como el control de flujo de potencia impide sobrecargar o saturar los equipos y líneas de transmisión, se reduce mantenimientos y aumenta la vida útil de los mismos.

Reducir pérdidas eléctricas: este control permite a los ingenieros y operadores de red optimizar el flujo de potencia, reduciendo pérdidas en el sistema.

Reducir interrupciones prolongadas: al contar con interruptores automáticos y controlados remotamente en los alimentadores, en caso de falla se puede aislar

rápidamente la zona con falla, reconectado la energía a los clientes que no se encuentran dentro de la misma.

Reducir costos de restauración: permite realizar maniobras sin necesidad de enviar cuadrilla de campo.

Reducir costos de servicios auxiliares: con el control automático VOLT/VAR, se mantienen los niveles de voltaje y de reactivos en los rangos establecidos, mediante el uso de banco de capacitores, de LTC, de generación distribuida, de reguladores de voltaje, reduciendo con ello la necesidad de emplear generadores térmicos para compensación.

Reducir fallas en los equipos: al contar con sistemas de protección, más precisos y que puedan detectar altas impedancias, se reduce el uso de los re-conectores que exponen a los equipos a soportar la corriente de falla repetidamente, obteniendo menor estrés mecánico y prolongando su vida útil.

Reducir zonas extensas con interrupción: en la actualidad se coordina por zonas de protección, un relé proporciona la protección primaria y otro el respaldo, al suscitarse fallas con alta impedancia el relé de protección primaria no lo detecta, siendo detectada la corriente de falla por la protección de respaldo, lo que conlleva un mayor número de clientes afectados. Si se emplea mejores protecciones se puede despejar únicamente la zona afectada.

3.2.1 Beneficios que presenta el SAS en las Empresas de distribución.

Con los beneficios que presentan los DMS, SCADA, OMS en los sistemas de distribución y considerando el SAS, se puede definir que los beneficios que presenta son los siguientes:

El SAS en las empresas de distribución nos permitirá observar el estado de la red en tiempo real, lo cual disminuirán el tiempo de interrupción del servicio eléctrico.

Permitirá registrar dónde y cuándo, se produce un corte del servicio, inclusive antes de que los clientes efectúen sus reclamos, permitiendo esto mejorar la calidad del servicio, disminuyendo los tiempos de reparación y cantidad de energía no suministrada.

El SAS podrá determinar las pérdidas de energía y hurtos en el sistema eléctrico mediante un balance de energía permanente casi en tiempo real; así también a través de la tecnología de comunicación se logrará percibir los consumos de los clientes en línea, evitando así el traslado de cuadrillas para la lectura de los medidores. Podrá efectuarse sobre la red, gestiones a distancia como cortar el servicio, realizar la reconexión del mismo, implementar sistemas pre-pagos, y limitar la potencia entregada.

3.3. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO, CAPACITACIÓN. [34]

El SAS que se propone en este trabajo está proyectado de acuerdo con los últimos desarrollos en el campo de aplicación, a los requerimientos de las especificaciones y de las normas relacionadas. La arquitectura y la organización funcional del SAS esta basadas en la filosofía de sistemas distribuidos y sigue una orientación modular, abierta, y de fácil expansión.

El SAS propuesto en este proyecto es un sistema en donde el trabajador podrá de forma fácil, rápida y eficiente administrar todo el proceso de configuración de la base de datos. El sistema deberá ejecutar determinadas tareas de forma automática dejando al trabajador sólo la tarea de configuración de las mismas.

En el modo de observación el SAS permitirá la visualización de diagramas unifilares, medidas, estado de equipos, alarmas y recuperación de eventos. En este modo, mediante clave de acceso, deberá ser posible acceder al programa de comunicación con las protecciones; la base de datos deberá estar basada en una interfaz gráfica y amigable.

El SAS tendrá base de datos propia instalada e inicializada al momento de la partida del sistema, en esta base de datos, los segmentos de datos que son comunes deberán ser

ingresados desde las Unidades de Control de Posición (UCS) y deberán ser suministrados para las Unidades de Control de Posición (UCP) de modo de permitirles operar correctamente. Si la UCS fallara, tendría que ser posible recuperar los segmentos de la base de datos global en las unidades de nivel más bajo y re almacenar partes o todos los datos importantes, del mismo modo, una UCP podrá, a través de la recuperación, conseguir sus segmentos de base de datos global (settings, etiquetas, status de cierre, etc) a partir de la UCS.

3.3.1. Niveles Jerárquicos

Como ya se mencionó anteriormente, La arquitectura funcional del SAS será establecida tomando en cuenta los siguientes niveles jerárquicos:

3.3.1.1.Nivel 0: Nivel equipo.

En este nivel, el comando del equipo se hace en modo Local con las botoneras disponibles en los gabinetes de comando de cada equipo primario (interruptor, seccionador, transformador). En este nivel la selección de operación en modo Local o Remoto se realiza con llaves selectoras propias de cada equipo.

3.3.1.2.Nivel 1: Nivel de Posición (Bahía).

El equipamiento instalado en este nivel son las Unidades de Control de Posición (UCP), las cuales estarán físicamente ubicadas lo más cerca posible de los equipos primarios.

En este nivel el comando de los equipos asociados a una Posición se hace, en modo Local, desde un módulo mímico que debe ser parte del equipo de control de la UCP; así mismo la selección de operación en modo UCP o en modo SISTEMA se realiza con un selector “UCP/SISTEMA” que debe ser parte de la UCP.

3.3.1.3.Nivel 2: Nivel de Subestación.

En este nivel se encuentra la Unidad de Control de la Subestación (UCS), encargada de realizar las funciones de comando, automatismo, registro de eventos, comunicaciones con el Centro de Operación del Sistema (COS), entre otras. Un elemento importante en este Nivel es la Interfaz Hombre – Máquina (HMI), que permite la intervención de personal especializado en diferentes modos de operación del Sistema.

El control se realiza en forma Local en la subestación desde la HMI, al estar el SAS en el modo SE (Subestación). Para operar desde este nivel, los selectores “Local-Remoto” de cada equipo deben estar en “Remoto”, y el selector “UCP-SISTEMA” de la UCP debe estar en modo “SISTEMA”.

3.3.1.4.Nivel de SCADA del Centro de Operación del Sistema (COS).

El control se realiza en forma remota desde el COS (SCADA), al estar el SDA en el modo COS. Se deberá implementar los niveles 1 y 2, y garantizar una perfecta integración de éstos con los Niveles 0 y 3

3.3.2. Unidad de Control de Posición (UCP)

Las Unidades de Control de Posición (UCP's) deberán basarse en tecnología de microprocesadores con operación en tiempo real. El SAS tendrá una UCP por posición (bahía). Las UCP's deben contemplar todas las funciones relativas a la operación de los equipos de una posición, tales como comandos de abrir-cerrar, enclavamientos (interlocking), adquisición de datos, entre otras.

Las UCP's deberán tener funciones de “auto-test” y auto-supervisión. Deben también permitir programas de pruebas y diagnósticos controlados por la UCS. Las fallas en una UCP deberán ser señalizadas por medio de LEDs en el frente de la unidad y por una señal de alarma a la UCS.

La supervisión deberá contemplar: la alimentación de poder, las fuentes de poder de la unidad, el bus interno de comunicación y la capacidad de comunicación de la unidad central de proceso con las diferentes tarjetas de circuitos impresos. La UCP deberá contar con un selector Local-Remoto que define si la operación de una posición se realiza desde la UCP o desde la UCS, en forma excluyente.

3.3.3. Unidad de Control de la Subestación/Interfaz Hombre Máquina (UCS/HMI)

El Nivel 2 deberá cumplir las funciones de controlar y monitorear todos los componentes de la subestación, y realizar la comunicación local con el Nivel 1 y remota con el Nivel 3.

El Nivel 2 deberá estar compuesto, como mínimo, de los siguientes componentes y subsistemas:

- ✓ Unidad de Control de la Subestación (UCS);
- ✓ Microcomputador PC industrial realizando la función de Interfaz Hombre Máquina (HMI), con teclado estándar de cada Empresa, mouse común externo y monitor de 15 pulgadas;
- ✓ Un GPS por Subestación, para sincronización de los datos;
- ✓ Red local;
- ✓ Impresora (opcional);
- ✓ Subsistema de alarma contra intrusión e incendio, instalado en la casa de comando, en las posiciones que indique la Empresa (opcional);

El sistema instalado en la UCS deberá permitir tres modos de funcionamiento:

- **Modo de observación:** Este modo permite solamente monitorear las variables de la SE, y es el modo de funcionamiento por defecto.
- **Modo de Operación:** Este modo debe ser responsable por las acciones de comando, control y supervisión de toda la subestación. Necesita clave de acceso.
- **Modo de Administración:** Este modo debe ser responsable por las acciones de configuración y mantenimiento del SAS. Necesita clave de acceso.

Los modos de operación y administración deberán tener tiempo límite de inactividad (“time out”).

3.3.4. Protocolo de Comunicación.

3.3.4.1. Comunicación Nivel 2 con Nivel 3

Se deberá realizar integración del SAS con el sistema SCADA/COS utilizando uno de los siguientes protocolos, según la indicación de cada Empresa:

- ✓ DNP 3.0
- ✓ IEC 60870-5.

3.3.4.2. Comunicación Nivel 1 con Nivel 2

Se deberá realizar integración del Nivel 1 (UCP) con el Nivel 2 (UCS)

3.3.5. Señalizaciones

Se Deberá considerar dos tipos de señalizaciones:

- ✓ Señalizaciones Simples, cuyo estado es caracterizado por el valor de una entrada lógica;
- ✓ Señalizaciones Dobles, cuyo estado es caracterizado por el valor de un par de entradas lógicas. Esta información es dada por dos contactos, normalmente complementarios.

3.3.6. Tiempos de transmisión.

Los tiempos que se especifican a continuación serán los máximos esperados, bajo condiciones de simultaneidad con las siguientes tareas:

- ✓ Todas las medidas cambiando en el sistema en cada ciclo de exploración
- ✓ Cambio de 4 señales digitales simultáneamente
- ✓ Una orden de telemando
- ✓ Recepción de 10 alarmas del SAS durante un proceso de solicitud de información y generación de comando

El tiempo máximo para la transmisión de una orden desde la UCS hasta una UCP será de 1 segundo. Esta orden podrá tener como origen el terminal local (HMI), o un automatismo residente en la UCS, o un telecomando.

El tiempo máximo para la transmisión de una señal recogida en una UCP y que deba ser retransmitida al resto de las UCP's será de 1 segundo, contado a partir del momento en que dicha señal ha sido recibida en la UCS.

El tiempo máximo para la transmisión de un comando entre la HMI y la UCS, a partir de la confirmación del operador sobre el terminal local. Se pretenderá disponer de una respuesta total del sistema HMI y UCP de 1,5 segundos.

3.3.7. Arquitectura del sistema

La arquitectura del SAS debe considerar los siguientes aspectos:

- ✓ El modelo de objetos que define los equipos de la subestación.
- ✓ Un modelo para las aplicaciones y servicios relacionados con los automatismos y protecciones digitales.
- ✓ Un sistema de comunicación entre los equipos inteligentes y protecciones (“peer to peer”) utilizando un protocolo de alto rendimiento.

Se dispone de arquitecturas que estén en conformidad con una red TCP/IP para el transporte de los protocolos definidos dentro de las subestaciones, construyendo un sistema de comunicación basado en esa topología con puerta Ethernet. El medio físico

deberá ser fibra óptica, con protección externa contra roedores, e incluirá los conectores necesarios.

3.3.8. Expansión

La adición de nuevos módulos de hardware no implicara la substitución del software de comunicación, solamente se incorporara de una dirección IP, si lo requiere, con el sistema en línea.

3.3.9. Seguridad

La seguridad será garantizada a través de la robustez en todos los niveles:

- ✓ La red debe tener una alta confiabilidad, y principalmente debe ser tolerante a fallas
- ✓ Detección de señales de errores en la capa física
- ✓ Mecanismos de seguridad que eviten la pérdida de información en situación de conflicto
- ✓ Mecanismos para verificación de la integridad de la información
- ✓ Prontitud, refresco, consistencia de los datos en el tiempo y sin error en el destino de los mismos
- ✓ Confiabilidad en las transferencias

3.3.10. Cableado y terminales.

Todos los conductores que interconectan los equipos de terreno al SAS, así como los conductores de alimentación CA y CC deben ser blindados. Los conductores deben ser de cobre flexible.

Todo el alambrado deberá ser efectuado en canaletas plásticas con tapa removible, y los tramos de cableado entre partes fijas y móviles deben protegerse con tubo plástico corrugado o con cintas plásticas helicoidales.

3.3.11. Capacitación

Deberá realizarse entrenamiento adecuado para los técnicos indicados por la Empresa, de tal manera que al finalizar el programa estén aptos para operar, programar, diagnosticar y mantener el sistema suministrado.

El programa, además de detallar el contenido y duración de cada módulo del curso, así como el lugar de realización, debe cubrir al menos los siguientes puntos:

- ✓ Visión general del sistema
- ✓ Descripción de las arquitecturas de los sistemas
- ✓ Métodos de mantenimiento preventivo a nivel de módulos y a nivel de componentes
- ✓ Métodos de parametrización
- ✓ Métodos de diagnóstico para localización de defectos
- ✓ Utilización de recurso especiales para el desarrollo de soluciones de expansión del SAS
- ✓ Operación del SAS.

3.4. GENERALIDADES, ESTADÍSTICAS Y VALORACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSION E IMPLEMENTACIÓN DEL SAS.

La finalidad de este proyecto es empezar por el estudio de los costos asociados a la implementación del SAS, sin dejar de lado el sistema de red inteligente, es decir, el tema de este proyecto podrá ser retomado para complementar en un futuro los temas del AMI, DA, DMS y así integrar por completo el sistema de distribución generalizado SMART GRID.

Los costos de inversión indica la cuantía y la forma en que se estructura el capital para la puesta en marcha de un proyecto y el desarrollo de la actividad del mismo hasta alcanzar el umbral de rentabilidad, esto incluye equipamiento, costos de ingeniería y construcción.

En este Capítulo se figura de manera sistemática y ordenada la información de carácter Técnico, que será de gran utilidad en la evaluación de la rentabilidad económica del proyecto, la cual se retomara a fondo en el siguiente capítulo (capítulo IV).

El estudio económico en especial, comprende el monto de los recursos económicos necesarios que implica la realización del proyecto previo a su puesta en marcha, así como la determinación del costo total requerido en su periodo de operación.

Los objetivos propuestos para el desarrollo del estudio económico del siguiente capítulo (capítulo IV) serán los siguientes:

- Determinar el monto de inversión total requerida y el tiempo en que será realizada.
- Llevar a cabo el presupuesto de ingresos y egresos en que incurrirá el proyecto.
- Aplicar las tasas de depreciación y amortización correspondientes a activos tangibles e intangibles.
- Analizar costos y gastos incurridos.
- Sintetizar la información económico-financiera a través de estados financieros pro forma.
- Determinar la factibilidad económica de la implementación del proyecto mediante métodos de evaluación.

La etapa funcional escogida para el estudio de implementación de este proyecto será el SAS con todo el análisis para la ejecución. El SAS puede ser traducido también en automatización de subestaciones, razón por lo que se escogió la subestación “El

Retorno” para hacer los análisis económicos y técnicos, la cual se referirá en el capítulo siguiente.

Los valores de equipos y elementos referentes a la implementación del SAS que se utilizaran para el estudio económico financiero del siguiente capítulo, serán los costos referenciales en el mercado de acuerdo a las ofertas presentadas por empresas especializadas en la instalación de este tipo de servicios, además se presentaran los costos inherentes al mantenimiento, instalación y puesta en marcha de los mismos.

3.4.1. Proveedores más renombrados a nivel mundial de tecnología inteligente

En la actualidad existen una variedad de proveedores a nivel mundial de equipos, sistemas y servicios eléctricos de avanzada tecnología destinados a mejorar la fiabilidad de los sistemas de suministro de energía eléctrica, entre estos se encuentran como los más renombrados: ABB, Actaris, Telvent, Siemens entre otros, los cuales presentan una gran variedad de productos de tecnología, segura y confiable que transforman a los sistemas de potencias actuales en sistemas inteligentes.

A continuación se detallara una descripción de los más importantes fabricantes de equipos Smart Meter a nivel mundial que hayan tenido un historial de éxito de servicios eléctricos a nivel internacional y en Ecuador, además se señalara cuáles son sus actividades más aplicadas.

3.4.1.1. Actaris

Es un proveedor líder de tecnología para la industria energética, es una compañía renombrada mundialmente como proveedor de medición inteligente y recopilación de datos, sus productos incluyen electricidad, gas, agua, medidores de energía térmica, lectura automática de medidores e infraestructura de medición avanzada. Basa su funcionamiento en el sistema de IAM “*Identity and Access Management*” sistema que permiten establecer mediante políticas de control de acceso, qué usuarios pueden

acceder a que aplicaciones y recursos, de manera que un usuario no pueda usar aplicaciones o entrar en recursos para los que no está autorizado garantizando así el control de transmisión de data.

3.4.1.2. Quadlogic. [35]

Quadlogic es una de las pocas empresas que ha trabajado en Ecuador la misma que posee equipos de tele medición con tecnología PLC. El sistema de medición (PLC) de Quadlogic, ha estado en uso mundialmente por 28 años, mismo que desarrolla y vende medidores inteligentes eléctricos y productos de monitoreo de energía, para sistemas de facturación de usuarios.

Quadlogic usa tecnología Power Line Communications el cual permite la lectura remota de medidores utilizando las líneas eléctricas existentes, eliminando la necesidad de usar las redes de cable o emisiones de radiofrecuencia, los medidores inteligentes que usa quadlogic proporciona muchos indicadores de calidad de energía como la comunicación de control a través del transformador de distribución, también utilizan saltos de frecuencia, protocolo de multi-banda, propia encriptación y varios niveles de protección con contraseña para garantizar la seguridad del sistema. Los Quadlogic'sEnergyGuard del sistema de medición remota elimina la manipulación del medidor, elimina el robo de servicio y permite desconectar y conectar de nuevo.

Quadlogic usa equipos Quadlink los mismos que han sido implementado en la CNEL de Santa Elena [36], esos equipos únicamente están configurados para realizar medición AMR, sin embargo también pueden funcionar como sistemas AMI.

3.4.1.3. Echelon. [37].

Echelon corporation es una empresa que desarrolla, comercializa y da soporte en el mundo, tiene un estándar abierto, de múltiples aplicaciones de control de energía y plataforma de red. Consta de tecnología para Smart Grid y por ende para AMI. En Smar

Meter principalmente realiza la comunicación por PLC, pero tiene como opcional RF. La solución de Echelon se llama Red de Servicios de Energía (NetworkedEnergy Services NES), y se basa en Smart Meter que soportan el intercambio de información bidireccional a través de la comunicación en malla sobre la línea eléctrica y concentrador de datos.

Echelon permite que las empresas puedan recoger con precisión los datos de facturación y las estadísticas principales de la red de baja tensión con más fiabilidad de campo con una precisión del 99% comprobada, lo que permite utilidades para anticipar mejor los problemas de red y tomar decisiones rápidas de control de energía.

Echelon usa plataforma de red LonWorks estándar para redes de control inteligentes, estas tecnologías de redes de control se han probado en millones de dispositivos, edificios y en los medidores inteligentes que se conectan a millones de hogares en la red. El LonWorks estándar es una tecnología que es aceptado en todo el mundo (ISO / IEC 14908.1), y permite que las aplicaciones se conviertan en diversos sistemas que aumentan la eficiencia energética.

3.4.1.4. EnergyAxis. [38] , [39]

La compañía Energy Axis está interesada en plantear soluciones integrales que involucran al sector eléctrico, gas y agua potable. Opera en 38 países, incluyendo Ecuador, con sede en USA, siendo otra de las soluciones que brinda la marca ELSTER.

Consta como una empresa que brinda soluciones AMI, tanto en medidores inteligentes como en software, utiliza contadores inteligentes REX (medidor inteligente que permite la fijación de precios a las tarifas en rangos de horarios, registro de perfiles de carga) que utilizan redes de radio frecuencia (RF) en malla de 900Mhz soporta comunicación bidireccional.

3.4.1.5. Oracle. [40]

Oracle Corporation es una de las mayores compañías de software del mundo. Sus productos van desde bases de datos (Oracle) hasta sistemas de gestión. Cuenta además, con herramientas propias de desarrollo para realizar potentes aplicaciones, como Oracle Designer, Oracle JDeveloper y Oracle Developer Suite.

Oracle es el estándar de oro para la tecnología de base de datos y aplicaciones en las empresas en todo el mundo. La compañía es el proveedor líder mundial de software de gestión de información y la segunda mayor compañía de software independiente. La adquisición de Sun le otorgó un papel de liderazgo en el campo del software.

Oracle en resumen es un sistema de gestión de base de datos objeto-relacional (o ORDBMS por el acrónimo en inglés de Object-Relational Data Base Management System), desarrollado por Oracle Corporation.

Entre los productos de Oracle tenemos: base de datos, aplicaciones comerciales y herramientas de desarrollo de aplicaciones y soporte de decisiones. Oracle es el proveedor mundial líder de software para administración de información, y la segunda empresa de software.

Actualmente incursiona en el mercado eléctrico con uno de los mejores sistemas MDM a nivel mundial por su gran capacidad de respuesta y manejo de grandes volúmenes de información. Dentro de estos tenemos a Oracle Utilities Meter Data Management.

3.4.1.6. Itron. [41]

Itrones una de las compañías más importantes del mundo la misma que brinda soluciones integrales de redes inteligentes y distribución inteligente a empresas de servicios eléctricos, de gas y agua alrededor del mundo. Es considerada una de las tres mejores compañías vendedoras de la solución AMI a nivel mundial. La solución integral

involucra la medición inteligente y también la infraestructura de comunicaciones. La empresa existe en 60 países y más de 3.000 empresas de servicios utilizan sus productos y servicios.

Itron se ha involucrado con grandes empresas como Southern California Edison (SCE), SempraEnergy de San Diego Gas & Electric, Center Point Energy (Houston) y Energy Detroit Edison (DTE), y según (SCE) es una de las más importantes empresas con la implementación de 4.8 millones de medidores inteligentes y con una de la infraestructura de comunicaciones más grandes para el año 2012, por un total de 480 millones de dólares.

3.4.1.7. Easymetering. [42] , [43]

Easymetering, es una empresa dedicada a realizar aplicaciones tecnológicas para mejorar servicios, esta empresa desarrolla aparatos que transmite los datos directos desde los medidores eléctricos industriales hasta computadoras.

El aparato es un módulo *ARM* (Cfr. *Supra*) con tecnología GSM/GPRS (transmisión desde internet sin cables) que encontró su primer cliente en Sercoel (compañía de servicios de comercialización de electricidad), es decir esto conlleva contratar los servicios de una Empresa de telefonía celular para usar los módulos GPRS, siendo una gran desventaja ya que no se utilizaría la infraestructura de red de la Empresa Eléctrica.

Adicionalmente la Empresa Easymetering, posee un sistema llamado EasyMetering para gestionar los datos medidos, los módulos e implementación del sistema de telegestión.

3.4.1.8. General Electric GE. [44]

General Electric Company, también conocido como GE, es una corporación conglomerada multinacional de infraestructuras, servicios financieros, y medios de comunicación altamente diversificadas con origen estadounidense. Originalmente

incorporada en Schenectady, Nueva York, la empresa actualmente tiene sede en Fairfield, Connecticut. Desde energía, agua, transporte, y salud hasta servicios de financiación e información, GE está presente en más de 100 países y tiene más de 300.000 empleados a lo largo del mundo.

GE opera a través de cuatro segmentos: Energy, TechnologyInfrastructure, Capital Finance, y Consumer & Industrial. Es también el propietario de la empresa de comunicación NBCUniversal.

GE es una de las compañías más reconocidas a nivel mundial en el sector eléctrico por su gran inversión en tecnología, esta compañía ofrece medidores inteligentes con comunicación bidireccional pero no proporciona la infraestructura de comunicaciones.

Uno de los proyectos más importantes de GE lo realiza con la empresa Texas Centerpoint, utilizando tecnología WiMax, con la cual se estiman velocidades de transmisión de 1.2Mbps por segundo, lo cual es más rápido que los 100Kbps por segundo de las redes RF.

3.4.1.9. E Meter. [45]

E Meter proporciona el software esencial que permite a las empresas de electricidad, gas y agua aprovechar todas las ventajas de la red inteligente. Empresas de servicios públicos líder en el mundo dependen de software de gestión de eMeter Smart Grid para reducir los costes operativos, mejorar el servicio al cliente y la eficiencia energética en coche. Con la mayoría de los despliegues a gran escala en las asociaciones de la industria y estratégica con Accenture, IBM, Logica y Siemens, eMeter ha construido una reputación para la experiencia sin precedentes que garantiza el éxito de los clientes.

3.4.2. Dispositivos de interrupción y protección. [46]

Son dispositivos que trabajan en conjunto como un solo bloque para preservar el bienestar de la red, visto en el suministro continuo de energía y la confiabilidad del

sistema eléctrico en caso de la ocurrencia de fallas. El bloque de elementos de protección es el encargado de detectar las fallas y el bloque de elementos de interrupción es el encargado de aislar los equipos eléctricos o sectores de la red en caso de falla, es por esto que la interacción armoniosa entre ambos bloques de dispositivos es indispensable para las redes eléctricas.

Los relés de protección fabricados actualmente son sobre todo IEDs, Esto es porque, con la tecnología de microprocesador disponible una sola unidad puede realizar varias funciones de protección y control; mientras que antes de la tecnología de microprocesador una sola unidad contendría solamente una función de la protección, por lo cual se veían en la necesidad de combinar un número de diversas unidades de relés de protección.

Existen variedad de modelos y proveedores de relés digitales que buscan adaptarse a las ideas planteadas por las Smart Grid para transformar el sistema eléctrico actual en un sistema automatizado, autosuficiente y seguro.

Las características más relevantes de estos dispositivos son los que incorporan Ethernet, sincrofasores, aplicaciones de sobre corriente, comunicaciones opcionales, supervisión de la calidad de la energía, protección para sistemas eléctricos en empresas suministradoras de energía eléctrica e industriales.

CAPITULO IV

PROPUESTA DE LA FACTIBILIDAD, ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO. [47]

En este capítulo se presenta el análisis económico que será la parte esencial a la implementación del sistema de automatización requerido. También se analizan los beneficios que genera la implementación del sistema de automatización con lo que se evalúa la factibilidad económica del proyecto.

4.1. INVERSIÓN Y ANÁLISIS DEL PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DEL SAS.

En una sociedad en la que la principal fuente de energía es la electricidad es imprescindible la integración de tecnología inteligente en las redes de distribución en todos los niveles de tensión, para así dar paso a un uso eficiente de la energía eléctrica. El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI), en su último proyecto de estimación de costos y beneficios de una Smart Grid, considera que los costos requeridos en Estados Unidos para integrar redes inteligentes en las redes de distribución son entre 240 y 340 mil millones de euros, mientras que los beneficios son entre 1.5 y 2 billones de euros a un plazo de 20 años. [48]

Una primera aproximación ofrecida en este proyecto es el estudio para la implementación de un SAS, como paso principal, ya que para pensar en una implementación total de tecnología inteligente en las redes de distribución de la EMELNORTE, todas las subestaciones de está tendrían que estar automatizadas.

Es por eso que a través de este análisis se determinara la inversión a realizar así como los costos directos e indirectos para poner en marcha la ejecución del SAS. En lo que respecta a la inversión para poner en marcha el proyecto y considerando que este se ubica en la etapa de distribución, este deberá ser cubierto por el Estado, de conformidad a lo dispuesto en el Mandato constituyente N° 15, artículo 1, el cual dispone:

Los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto General. [49]

En lo que respecta al periodo de recuperación de la inversión para la implementación del SAS será expuesto más adelante en este capítulo.

Así mismo, los beneficios adquiridos por la automatización de la Subestación, podrán ser determinados a través de la reducción del costo de la energía no suministrada por el sistema actual, tomando en cuenta la rapidez de respuesta del sistema automatizado así como también la reducción de costos por mano de obra.

4.1.1. Tasa de Rendimiento.

Según la Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES), la tasa de rendimiento para evaluar los proyectos de inversión del Estado corresponde al 12%, la misma que será aplicada al análisis económico de este capítulo.

4.1.2. Inversión.

La inversión inicial indica la cuantía y la forma en que se estructura el capital para la puesta en marcha de un proyecto y el desarrollo de la actividad del mismo hasta alcanzar el umbral de rentabilidad, esto incluye equipamiento, costos de ingeniería y construcción.

Entonces se puede determinar que la inversión inicial es el conjunto de *erogaciones*¹⁶ que es necesario realizar para conformar la infraestructura física: maquinaria, terreno, edificios, instalaciones, etc.

¹⁶Erogación: Salida de dinero o gasto de un presupuesto

Desde el punto de vista de la técnica contable, estas erogaciones se llaman activos totales del proyecto, las cuales se clasifican en activos fijos, Activos diferidos y Activos circulantes o capital de trabajo.

4.1.2.1. Inversión fija.

Un activo fijo son los bienes del proyecto, ya sea tangible o intangible, que no puede convertirse en líquido a corto plazo y que normalmente son necesarios para el funcionamiento de la empresa y no se destinan a la venta, entre ellos tenemos bienes inmuebles, maquinaria, material de oficina, etc., Tabla 4.1.

| ACTIVOS FIJOS | | | |
|----------------------------|---|--------------|----------------------|
| CANTIDAD | DETALLE | VALOR | TOTAL |
| 9 | IED microprocesador para Protección y Control de Línea de Transmisión y Subtransmisión | \$ 3.200,00 | \$ 28.800,00 |
| 5 | IED microprocesador para Protección de bahías | \$ 7.000,00 | \$ 35.000,00 |
| 1 | IED microprocesador para Protección y Control de Transformadores | \$ 4.600,00 | \$ 4.600,00 |
| 2 | GATEWAY,incluye software | \$ 8.000,00 | \$ 16.000,00 |
| 1 | Controlador automático de LTC | \$ 15.000,00 | \$ 15.000,00 |
| 1 | Pantalla touchoscreem 14`` control y monitoreo local. | \$ 1.300,00 | \$ 1.300,00 |
| 9 | Tableros o paneles para IED's (módulos de bahía) | \$ 9.500,00 | \$ 85.500,00 |
| 1 | Sistema de respaldo UPS | \$ 7.500,00 | \$ 8.000,00 |
| 1 | Unidad GPS y display digital | \$ 8.000,00 | \$ 8.000,00 |
| 2 | Hub 24 puertos RJ45 | \$ 95,00 | \$ 190,00 |
| 2 | Laptop portátil, incluye software para inclusión y operación del sistema de automatización. | \$ 3.000,00 | \$ 3.000,00 |
| 1 | Impresora laser Color | \$ 4.000,00 | \$ 4.000,00 |
| 1 | Impresor Matricial | \$ 900,00 | \$ 900,00 |
| 1 | Equipos de oficina | | \$ 10.000,00 |
| 1 | Muebles de Oficina | | \$ 5.000,00 |
| 1 | Repuestos para los equipos a implementar | | \$ 15.000,00 |
| TOTAL ACTIVOS FIJOS | | | \$ 240.290,00 |

Tabla 4.1. Activos fijos

Fuente: EMELNORTE, unidad de comercialización

4.1.2.2. Activos Diferidos.

Representan costos y gastos que no se cargan en el período en el cual se efectúa el desembolso sino que se pospone para cargarse en períodos futuros, los cuales se beneficiaran con los ingresos producidos por estos desembolsos. Tabla 4.2.

| ACTIVOS DIFERIDOS | | | |
|-------------------------|------------------------------|----------------------|---------|
| CANTIDAD | DETALLE | VALOR unitario/anual | TOTAL |
| 1 | Pruebas de funcionamiento | \$ 5000 | \$ 5000 |
| 1 | Capacitación y entrenamiento | \$ 4000 | \$ 4000 |
| TOTAL ACTIVOS DIFERIDOS | | | \$ 9000 |

Tabla 4.2. Activos diferidos.

Fuente: EMELNORTE, unidad de comercialización

4.1.2.3. Inversión Variable

Inversión variable es la referente a activos menores que generalmente constituyen el capital de trabajo, el mismo que debe estimarse para poner en marcha el proyecto.

4.1.2.3.1. Capital de trabajo

El capital de trabajo son aquellos recursos financieros que requiere el proyecto para poder operar. En este sentido el capital de trabajo es lo que comúnmente conocemos activo corriente.

- **Mano de obra directa**

Es la mano de obra relacionada directamente con el volumen de producción o generación del servicio. Tabla 4.3.

| MANO DE OBRA DIRECTA | | | |
|-----------------------------------|------------|-------------------------|----------------|
| CANTIDAD | DETALLE | VALOR unitario/Anual | TOTAL |
| 1 | Operación | \$ 4500 | \$ 4500 |
| 1 | Operadores | \$ 26400 | \$ 30000 |
| TOTAL MANO DE OBRA DIRECTA | | | \$34500 |

Tabla 4.3. *Mano de obra directa.*

Fuente: EMELNORTE, unidad de comercialización.

Se necesitara un supervisor para operar la subestación mismo que tendrá un salario de 2500 USD mensuales, los cuales sumados, anualmente nos daría una cantidad de 30000 USD.

- **Mano de obra indirecta**

Es la mano de obra no relacionada con el volumen de producción, pero que es indispensable para el funcionamiento del proyecto implementado, ver Tabla 4.4

| MANO DE OBRA INDIRECTA | | | |
|-------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|-----------------|
| CANTIDAD | DETALLE | VALOR unitario/anual | TOTAL |
| 1 | Diseño de arquitectura y esquemas | \$10.000 | \$10.000 |
| 1 | Diseño de redes y software | \$10.000 | \$10.000 |
| 1 | Diseño y digitalización de planos | \$10.000 | \$10.000 |
| TOTAL MANO DE OBRA INDIRECTA | | | \$30.000 |

Tabla 4.4. *Mano de obra indirecta.*

Fuente: EMELNORTE, unidad de comercialización.

- **Materiales indirectos.**

Los materiales indirectos son los demás materiales o suministros involucrados en la producción de un artículo que no se clasifican como materiales directos. Tabla 4.5.

| MATERIALES INDIRECTOS | | |
|---|--------------|---------------------|
| DETALLE | VALOR/anual | TOTAL |
| Conexión de red y accesorios de anillo redundante de fibra óptica, Patchcards 2 hilos en fibra óptica multimodo y conectores ST | \$ 6.000,00 | \$ 6.000,00 |
| Conexión de red y accesorios para GPS, rack, antena y cable coaxial | \$ 3.000,00 | \$ 3.000,00 |
| Conexión de señales de patio al sistema e Instalación de equipos de automatización | \$ 14.000,00 | \$ 8.000,00 |
| Cableado de TC's, DCP's a IED's | \$ 16.000,00 | \$ 7.500,00 |
| Conexión de red y accesorios para red de gestión de IED's, convertidores 4xRS232, puerto RJ45 | \$ 4.200,00 | \$ 4.200,00 |
| | | \$ 28.700,00 |

Tabla 4.5. *Materiales indirectos.*

Fuente: EMELNORTE, unidad de comercialización.

4.1.2.3.2. Total inversión variable

| TOTAL INVERSION VARIABLE /anual | |
|------------------------------------|------------------|
| Mano de obra directa | \$ 34500 |
| Mano de obra indirecta | \$ 30000 |
| Materiales indirectos | \$ 28700 |
| subtotal | \$ 93200 |
| imprevistos 5% | \$ 4660 |
| TOTAL | \$ 978060 |

Tabla 4.6. *Inversión Variable*

Fuente: Valores tomados de las tablas: 4.3, 4.4, 4.5, de este proyecto.

4.1.2.4. Resumen de la inversión.

| INVERSION | |
|--------------------|----------------------|
| INVERSION FIJA | \$ 240.290,00 |
| ACTIVOS DIFERIDOS | \$ 9000 |
| INVERSION VARIABLE | \$ 97860 |
| TOTAL | \$ 347.150,00 |

Tabla 4.7. Inversión total

Fuente: Valores tomados de las tablas: 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, de este proyecto.

4.1.3. Determinación de Ingresos.

Los beneficios a ser considerado para el desarrollo económico de este proyecto serán los que se mencionan a continuación:

4.1.3.1. Análisis de la Energía no suministrada. [50]

Una interrupción en el abastecimiento de energía eléctrica de una cierta duración de tiempo, produce un perjuicio a un cierto número de clientes que se caracteriza por el uso de la energía que estos clientes hubieran demandado durante el período de interrupción. El inconveniente puede ser cuantificado por el producto de la potencia activa, en ausencia de la interrupción, multiplicada por un intervalo de tiempo, caracteriza la energía que no ha podido ser distribuida que se denomina Energía No Suministrada (ENS) expresada en kWh. Por tal razón, el costo por ENS es el valor en dólares que se pierde por la interrupción o falta del suministro de energía eléctrica.

El CONELEC ha realizado un estudio que contempla una “Estimación Referencial del CENS en Ecuador”, para ser utilizado exclusivamente para procesos de planificación de la expansión y operación del SIN. Mediante resolución No. 025/11 del 14 de abril de 2011. [51]

El valor aprobado del Costo de Energía No suministrada CENS a nivel nacional es 153.3 ctvs USD/kWh, el mismo que servirá como referencia para el análisis económico de este capítulo. [52]

4.1.3.1.1. Calidad del servicio técnico.

La calidad del servicio técnico prestado se evalúa sobre la base de la frecuencia y la duración total de Interrupción.

Se efectúa controles en función a índices globales para el Distribuidor discriminando por empresa y por alimentador de medio voltaje. El levantamiento de información y cálculo se efectúa de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores. Para los consumidores con suministros en medio voltaje o en alto voltaje, se determinarán índices individuales.

Los cálculos de los índices de calidad se efectúan para cada mes del año considerado durante el período de doce meses completos.

4.1.3.1.2. Identificación de las Interrupciones

La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurren en la red eléctrica se puede identificar, considerando al menos los siguientes aspectos:

- ✓ Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- ✓ Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas
- ✓ Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (MV/BV), circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- ✓ Identificación de la causa de cada interrupción.

- ✓ Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- ✓ Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- ✓ Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- ✓ Energía no suministrada.
- ✓ Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Esta información debe tener interrelación con las bases de datos, de tal manera que se permitirá identificar claramente a todos los consumidores afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico.

4.1.3.1.3. Interrupciones a ser Consideradas.

Para el cálculo de los índices de calidad, se considerarán todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión.

No se considerarán las interrupciones de un consumidor en particular, causadas por falla de sus instalaciones, siempre que ellas no afecten a otros consumidores.

Tampoco se considerarán para el cálculo de los índices, pero sí se registrarán, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE; y, otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que deberán ser notificadas al CONELEC, conforme lo establecido en el Art. 36 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

En el caso en que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la Empresa Distribuidora, estos si serán registrados.

4.1.3.1.4. Cálculo de los índices de calidad. [50]

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (R_d) y para cada alimentador primario de medio voltaje (A_j), de acuerdo a las siguientes expresiones:

FMIK: En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i}{kVA_{inst}}$$
$$FMIK_{A_j} = \frac{\sum_i kVAfs_{i A_j}}{kVA_{inst A_j}} \quad \text{Ecuación 1}$$

TTIK: En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{inst}}$$
$$TTIK_{A_j} = \frac{\sum_i^{A_j} kVAfs_{i A_j} * Tfs_{i A_j}}{kVA_{inst A_j}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

- ✓ **FMIK:** Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.
- ✓ **TTIK:** Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

- ✓ \sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.
- ✓ $\sum_i^{A_j}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "A_j" en el período en análisis.
- ✓ **kVAfs_i**: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".
- ✓ **KVAinst**: Cantidad de kVA nominales instalados.
- ✓ **Tfs_i**: Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"
- ✓ **R_d**: Red de distribución global.
- ✓ **A_j: Alimentador** primario de medio voltaje "j"

4.1.3.1.5. Límites

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables se los puede ver en la tabla 4.8.

En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los Índices de Calidad de Servicio, aplicables, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

Si: $FMIK > \text{Lím}FMIK$ y $TTIK < \text{Lím}TTIK$

$$ENS = (FMIK - \text{Lim}FMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{Ecuación 3}$$

Si: $FMIK < \text{Lím}FMIK$ y $TTIK > \text{Lím}TTIK$

$$ENS = (TTIK - \text{Lim}TTIK) * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{Ecuación 4}$$

Si: $FMIK > LimFMIK$ y $TTIK > LimTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{Ecuación 5}$$

Si: $FMIK > LimFMIK$ y $TTIK > LimTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{Ecuación 6}$$

Dónde:

- ✓ **ENS:** Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.
- ✓ **ETF:** Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo en análisis.
- ✓ **THPA:** Tiempo en horas del periodo en análisis.
- ✓ **FMIK:** Índice de Frecuencia media de interrupción por kVA.
- ✓ **TTIK:** Índice de Tiempo total de interrupción por kVA.
- ✓ **LimFMIK:** Límite Admisible de FMIK.
- ✓ **LimTTIK:** Límite Admisible de TTIK

La Energía No Suministrada se calculará para toda la red de distribución y para cada alimentador primario de medio voltaje (MV).

| Indices | Lim FMIK | Lim TTIK |
|--------------------|----------|----------|
| Red | 4.0 | 8.0 |
| Alimentador Urbano | 5.0 | 10.0 |
| Alimentador Rural | 6.0 | 18.0 |

TABLA 4.8: Valores límites admisibles, calidad de servicio eléctrico

FUENTE: CONELEC, Regulación No. CONELEC 004/01

4.1.3.2. Subestación involucrada.

Para el estudio de esta tesis, se obtiene la energía no suministrada de la subestación “El Retorno”, la misma se la puede ver en el Anexo 9 en el cual se establece la ENS y varios parámetros más de toda la EMELNORTE del año 2012, siendo esta información anual. En la tabla 4.9 se hace un resumen de esta información.

| SUBESTACIONES | Carga (kW) | Tiempo de desconexión (h) | ENS (kWh) |
|---|------------|---------------------------|------------------|
| E.E. Norte / “El Retorno”, alimentador1 | 7880 | 1,3 | 10318,39 |
| E.E. Norte / “El Retorno”, alimentador2 | 7267,5 | 5,1 | 37090,94 |
| E.E. Norte / “El Retorno”, alimentador3 | 10107,5 | 3,3 | 33403,67 |
| E.E. Norte / “El Retorno”, alimentador4 | 7050 | 6,75 | 47653,46 |
| Total ENS | | | 128466,46 |

TABLA 4.9: ENS Subestación “El Retorno”

FUENTE: Departamento de calidad de energía, año2012, EMELNORTE

4.1.3.2.1. Costo por ENS.

En la tabla 4.10 se define el costo por energía no suministrada, el cual se lo obtiene del total de la ENS de la Tabla 4.9 y el costo de la ENS por kWh que es 1.533 USD

| ENERGIA NO SUMINISTRADA (E.N.S) | |
|--|---------------------|
| Subestación “El Retorno” | |
| Energía no suministrada anual (kWh) | 128466,46 |
| Costo E.N.S (USD/kWh) | \$ 1,533 |
| TOTAL mensual (USD) | \$ 16411,59 |
| <i>TOTAL anual usd</i> | \$ 196939,08 |

TABLA 4.10: Costo por ENS

FUENTE: Valores tomados de la Tabla 4.9.

4.1.3.3. Reducción de la energía no suministrada

Para conocer el valor de reducción de la energía no suministrada se considerara la diferencia entre la energía que se dejó de transferir en condiciones actuales y la energía que se perdería con la implementación del sistema SCADA.

El valor de la interrupción puede ser considerado de 0.4 horas [10], bajo los supuestos técnicos que se menciona:

- Se tomara en cuenta la rapidez de respuesta de automatización
- Se considerara el tipo de falla registrada.
- Se contemplara los parámetros necesarios para establecer el tiempo de despejes de dichas fallas y la reconexión de las zonas falladas.
- Se estimara las fallas que se presentan en líneas de transmisión y subtransmision que entran y salen de la subestación.
- Las labores de identificación, ubicación, despeje, información, coordinación y sincronización para reconexión después de una falla, corresponderán a las condiciones de operación de la subestación

Con estos parámetros se establecerá un porcentaje de mejoramiento del tiempo en que el sistema volverá a condiciones de operación normal.

Este valor promedio es de alrededor 0.4 horas servirá como referencia para establecer un valor promedio que ayude a realizar los cálculos para poder conocer la energía que se perdería con la implementación del sistema SCADA en la subestación “El Retorno”.

De la tabla 4.10 podemos ver que el total en dólares de la energía no suministrada para la subestación “El Retorno” es de **\$ 196939,08** y en la tabla 4.11 podemos ver que el total en dólares con el sistema SCADA para la misma subestación es de **\$ 17.184,93** lo que se traduce al 93,45% de ahorro por energía no suministrada, es decir un total de **\$179754.15** de ahorro

| SUBESTACIONES | Carga (kW) | Tiempo de desconexion (h) | ENS (kWh) |
|---|---------------------|---------------------------|--------------|
| E.E. Norte / "El Retorno", alimentador1 | 7880 | 0.4 | 3151 |
| E.E. Norte / "El Retorno", alimentador2 | 7267,5 | 0.4 | 2907 |
| E.E. Norte / "El Retorno", alimentador3 | 10107,5 | 0.4 | 4043 |
| E.E. Norte / "El Retorno", alimentador4 | 7050 | 0.4 | 2820 |
| Total ENS | | | 12921 |
| Total ENS (USD) | \$ 17.184,93 | | |

TABLA 4.11: Costo ENS con el sistema SCADA

FUENTE: Valores tomados de la Tabla 4.9 de este proyecto.

4.1.3.4. Reducción costos de producción (Mano de obra).

Para operar el sistema de distribución de la subestación "El Retorno" se necesita dos operadores y un supervisor cuyo costo es de 2300 dólares mensuales cada uno, con la implementación del SAS, ya no se dispondría de operadores en la subestación las 24 horas del día para operar la misma ya que con la implementación del SAS todas estas operaciones se las realizara remotamente.

En el sistema convencional el Mantenimiento preventivo de equipo primario y tableros de control, de acuerdo con los reportes presentados por la empresa, este tipo de mantenimiento se efectúan anualmente. Para ello se requiere 1 ingeniero y 3 técnicos, más los costos de transporte y equipo de pruebas, esto da un costo promedio de 833.3 dólares anuales

Para la movilización de los trabajadores y el equipo de prueba a la subestación es necesario 2 vehículos los cuales por concepto de mantenimiento y gasolina, también es otro rubro que se tomara en cuenta para el beneficio del SAS

En tal sentido se tiene un ahorro por mano de obra de **10929,8 dólares** el cual se deduce en la tabla 4.12

| | SIN SAS | | | | |
|----------------------|-------------------------|------------|------------------------|----------------------|--------------------|
| | CANTIDAD | DETALLE | VALOR UNITARIO/mensual | VALOR UNITARIO/ANUAL | TOTAL \$ |
| | 2 | Operadores | 2300 | \$ 27600,00 | 55200 |
| | 1 | Supervisor | 2500 | 30000 | 30000 |
| | Costo por mantenimiento | | | | |
| | 3 | técnico | 833,3 | 10000 | 10000 |
| | 2 | vehículo | 1436,8 | 17229,4 | 34459 |
| | TOTAL SIN SAS | | | | \$ 129659,2 |
| | CON SAS | | | | |
| | 0 | Operador | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 |
| | 1 | Supervisor | 2500 | \$ 30000 | 30000 |
| | Costo por mantenimiento | | | | |
| | 0 | técnico | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 |
| | 1 | vehículos | 1436,8 | 17229,4 | 17229,4 |
| TOTAL CON SAS | | | | \$ 47229,4 | |
| AHORRO | | | | | \$ 82429,8 |

TABLA 4.12: Reducción por costos de producción.

FUENTE: FUENTE: Valores tomados de la Tabla 4.3 de este proyecto.

4.1.3.5. Resumen de Ingresos.

| BENEFICIOS DEL SAS | |
|------------------------------------|---------------------|
| REDUCCION ENS | \$179754.15 |
| REDUCCIÓN POR COSTOS DE PRODUCCIÓN | \$ 82429,8 |
| TOTAL | \$ 262183,95 |

TABLA 4.13: Resumen de los ingresos.

FUENTE: Valores tomados de la Tabla 4.11, 4.12 de este proyecto.

4.14. Determinación de Egresos.

4.14.1. Costos de producción.

Estos son los costos necesarios para transformar de forma o de fondo materiales en productos terminados o semielaborados utilizando fuerza de trabajo, maquinaria, equipos y otros. Está formado por tres elementos que son: Materiales indirectos/directos, Mano de Obra indirecta/directa, y la depreciación de equipos inmersos en la función producción, en otras palabras corresponde a los factores técnicos, humanos y materiales involucrados en la gestión de producción. Tabla 4.14.

Para la proyección de los costos se considerara un incremento del 4.80% debido a que estos rubros tienen relación con la inflación y están sujetos a variaciones. (Su cálculo se verá más adelante).

4.1.4.1.1. Resumen de Costos de Producción.

| COSTOS DE PRODUCCION | |
|-----------------------------|---------------------|
| MATERIALES INDIRECTOS | \$ 28700 |
| MANO DE OBRA INDIRECTA | \$ 30000 |
| MANO DE OBRA DIRECTA | \$ 34500 |
| COSTO OPERATIVO | \$ 4480 |
| ACTIVOS DIFERIDOS | \$ 9000 |
| DEPRECIACIÓN | \$ 34.897,33 |
| TOTAL | \$ 141577,33 |

TABLA 4.14: Egresos.

FUENTE: EMELNORTE, unidad de comercialización.

4.2. RENTABILIDAD E INDICADORES FINANCIERO.

Para realizar la evaluación de un proyecto de inversión es necesario utilizar diversos criterios que permitan conocer las ventajas y desventajas que se obtendrían de realizar la

inversión. Estos criterios son los indicadores o índices de rentabilidad, que hacen posible determinar la rentabilidad de un proyecto a partir del flujo de caja proyectado.

4.2.1. Proyección de los Egresos. [53]

La tasa de crecimiento para la proyección de los egresos se la obtiene a través de un promedio anual de la inflación, esta inflación se la consigue mediante una medida estadística a través del Índice de Precios al Consumidor del Área Urbana (IPCU), a partir de una canasta de bienes y servicios demandados por los consumidores de estratos medios y bajos, establecida a través de una encuesta de hogares.

En el cuadro 4.15 se puede ver la inflación del Ecuador, por meses, desde el año 2011 hasta el año 2013, y un promedio en porcentaje de los años mencionados. Este promedio es de 4.80% el cual nos ayudara para el desarrollo de la proyección de los costos el cual lo podemos ver en la tabla 4.16

| FECHA | VALOR |
|--------------------|--------------|
| Febrero-28-2013 | 3.48 % |
| Enero-31-2013 | 4.10 % |
| Diciembre-31-2012 | 4.16 % |
| Noviembre-30-2012 | 4.77 % |
| Octubre-31-2012 | 4.94 % |
| Septiembre-30-2012 | 5.22 % |
| Agosto-31-2012 | 4.88 % |
| Julio-31-2012 | 5.09 % |
| Junio-30-2012 | 5.00 % |
| Mayo-31-2012 | 4.85 % |
| Abril-30-2012 | 5.42 % |
| Marzo-31-2012 | 6.12 % |
| Febrero-29-2012 | 5.53 % |
| Enero-31-2012 | 5.29 % |
| Diciembre-31-2011 | 5.41 % |
| Noviembre-30-2011 | 5.53 % |
| Octubre-31-2011 | 5.50 % |
| Septiembre-30-2011 | 5.39 % |
| Agosto-31-2011 | 4.84 % |
| Julio-31-2011 | 4.44 % |
| Junio-30-2011 | 4.28 % |
| Mayo-31-2011 | 4.23 % |
| Abril-30-2011 | 3.88 % |
| Marzo-31-2011 | 3.57 % |
| PROMEDIO | 4,80% |

TABLA 4.15: Inflación.

FUENTE: Pagina web del Banco Central Del Ecuador.

| AÑOS | COSTOS (4,80%) |
|------|-------------------|
| 1 | \$ 141577,33 |
| 2 | \$ 148377,04 |
| 3 | \$ 155494,95 |
| 4 | \$ 162958,71 |
| 5 | \$ 170780,72 |

TABLA 4.16: Proyección de Egresos.

FUENTE: Valores tomados de la Tabla 4.15, 4.14 de este proyecto.

4.2.2. Proyección de los Ingresos.

Como se dijo en párrafos anteriores la tasa de rendimiento para evaluar los proyectos de inversión del Estado corresponde al 12%, la misma que será aplicada para la proyección de ingresos. Tabla 4.17

| AÑOS | INGRESO (12%) |
|------|---------------|
| 1 | \$ 262183,95 |
| 2 | \$ 293646,02 |
| 3 | \$ 328883,55 |
| 4 | \$ 368349,57 |
| 5 | \$ 412551,52 |

TABLA 4.17: Proyección de los Ingresos.

FUENTE: Valores tomados de la Tabla 4.13 de este proyecto.

4.2.3. Depreciación. [55]

La depreciación es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los bienes, de manera que se conserve la capacidad operativa o

productiva del ente público. Su distribución debe hacerse empleando los criterios de tiempo y productividad, mediante uno de los siguientes métodos: línea recta, suma de los dígitos de los años, saldos decrecientes, número de unidades producidas o número de horas de funcionamiento, o cualquier otro de reconocido valor técnico, que debe revelarse en las notas a los estados contables.

La depreciación de los activos fijos se realizará de acuerdo a la naturaleza de los bienes, a la duración de su vida útil y la técnica contable. Para que este gasto sea deducible, no podrá superar los siguientes porcentajes:

- ✓ Inmuebles (excepto terrenos), naves, aeronaves, barcas y similares 5% anual y 20 años de vida útil.
- ✓ Instalaciones, maquinarias, equipos y muebles 10% anual, y 10 años de vida útil.
- ✓ Vehículos, equipos de transporte y equipo caminero móvil 20% anual.
- ✓ Equipos de cómputo y software 33% anual, y 3 años de vida útil.

Para el estudio del presente proyecto se tomara en cuenta la depreciación de equipos el cual corresponde al 10% anual para maquinarias equipos y muebles y el 33 % anual para equipo de cómputo. En la tabla 4.18 se puede ver el cálculo para 10 y 3 años de vida útil, respectivamente.

| DEPRECIACION | | | |
|--|--------------|------------------|-------------|
| DETALLE | COSTO | CALCULO | TOTAL |
| EQUIPO DE COMPUTO Y SOFTWARE (30%)y 3 años de vida útil | | | |
| GATEWAY,(PC de adquisición de datos HMI), incluye software para operación del sistema de automatización. | \$ 16.000,00 | $(16000-30\%)/3$ | \$ 3.733,33 |
| Laptop portátil,incluye software para inclusión y operación del sistema de automatización. | \$ 3.000,00 | $(3000-30\%)/3$ | \$ 700,00 |
| Sistema de respaldo UPS | \$ 8.000,00 | $(8000-30\%)/3$ | \$ 1.866,67 |
| Pantalla toucho screem 14`` control y monitoreo local. | \$ 1.300,00 | $(1300-30\%)/3$ | \$ 303,33 |
| Impresora laser Color | \$ 4.000,00 | $(4000-30\%)/3$ | \$ 933,33 |
| Impresor Matricial, matriz de puntos | \$ 900,00 | $(900-30\%)/3$ | \$ 210,00 |
| IED microprocesador para Protección y Control de Línea de Transmisión y Subtransmisión | \$ 28.800,00 | $(28800-30\%)/3$ | \$ 6.720,00 |
| IED microprocesador para Protección de bahías | \$ 7.000,00 | $(7000-30\%)/3$ | \$ 1.633,33 |
| IED microprocesador para Protección y Control de Transformadores | \$ 4.600,00 | $(4600-30\%)/3$ | \$ 1.073,33 |
| Hub 24 puertos RJ45 | \$ 190,00 | $(190-30\%)/3$ | \$ 44,33 |
| Unidad GPS y display digital,para sincronización horaria del sistema | \$ 8.000,00 | $(8000-30\%)/3$ | \$ 1.866,67 |

| INSTALACIONES, MAQUINARIAS, EQUIPOS, MUEBLES (10%) y 10 años de vida útil | | | |
|---|--------------|----------------|---------------------|
| Tableros o paneles para IED's (módulos de bahía) | \$ 85.500,00 | (85500-10%)/10 | \$ 7.695,00 |
| Controlador automático de LTC | \$ 15.000,00 | (15000-10%)/10 | \$ 1.350,00 |
| Conexión de señales de patio al sistema e Instalación de equipos de automatización | \$ 14.000,00 | (14000-10%)/10 | \$ 1.260,00 |
| Cableado de TC's, DCP's a IED's | \$ 16.000,00 | (16000-10%)/10 | \$ 1.440,00 |
| Conexión de red y accesorios de anillo redundante de fibra óptica, Patchcards 2 hilos en fibra óptica multimodo y conextores ST | \$ 6.000,00 | (6000-10%)/10 | \$ 540,00 |
| Conexión de red y accesorios para red de gestión de IED's, convertidores 4xRS232, puerto RJ45 | \$ 4.200,00 | (8000-10%)/10 | \$ 378,00 |
| Conexión de red y accesorios para GPS, rack, antena y cable coaxial | \$ 3.000,00 | (3000-10%)/10 | \$ 270,00 |
| Repuestos para los equipos a implementar | \$ 17.000,00 | (17000-10%)/10 | \$ 1.530,00 |
| Equipos de oficina | \$ 10.000,00 | (10000-10%)/10 | \$ 900,00 |
| Muebles de Oficina | \$ 5.000,00 | (5000-10%)/10 | \$ 450,00 |
| TOTAL depreciación | | | \$ 34.897,33 |

TABLA 4.18: Depreciación.

FUENTE: Valores tomados de la Tabla 4.1 de este proyecto.

4.2.4. Valor de rescate. [47]

Cuando se deprecia un activo fijo, se suele dejar una cuota de salvamento, la cuota de salvamento es aquel valor del activo que no depreciamos, de modo que al terminar la vida útil del activo, nos queda ese valor sin depreciar.

La cuota de salvamento tiene por objeto representar en la contabilidad el valor probable que puede tener un activo después de culminar su vida útil, su fórmula es la siguiente:

$$D_{LR} = (P - VR)/n$$

Si se aplican fracciones se obtendrá la depreciación fraccionaria, que puede expresarse en porcentaje, donde:

D_{LR} = Depreciación anual

P = Valor original del activo

VR = Valor de rescate

n = número de años de vida útil del activo

Despejando tenemos que:

$$VR = D * n / p$$

De esta fórmula sacamos el valor de VR que lo detallamos en el siguiente cuadro:

| ACTIVO FIJO | P | D | n | VR% | Prom VR% |
|--|--------------------|--------------|-----------|-------|----------|
| EQUIPO DE COMPUTO Y SOFTWARE (30%)y 3 años de vida útil | \$ 81.790,00 | \$ 19.084,32 | 3 (años) | 0,69% | |
| INSTALACIONES,MAQUINARIAS,EQUIPOS,MUEBLES (10%) y 10 años de vida útil | \$ 175.700,00 | \$ 15.813,00 | 10 (años) | 0,90% | |
| Sumatoria | \$ 257.490,00 | \$ 34.897,32 | | 1,59% | 0,80% |
| Total (P*PromVR%) | \$ 2.047,05 | | | | |

TABLA 4.19: Valor de rescate.

FUENTE: Valores tomados de la Tabla 4.18 de este proyecto.

4.2.5. Flujo de caja. [47]

El flujo de caja Representa el comportamiento del efectivo en la fase operativa prevista para el proyecto, donde se puede determinar las entradas y salidas de efectivo que realiza la empresa, Tabla 4.20

| DESCRIPCION | AÑOS | | | | | |
|-------------------|-----------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Inversión | \$ 347150 | | | | | |
| INGRESOS | | \$ 262183,95 | \$ 293646,02 | \$ 328883,55 | \$ 368349,57 | \$ 412551,52 |
| EGRESOS | | \$ 141577,33 | \$ 148377,04 | \$ 155494,95 | \$ 162958,71 | \$ 170780,72 |
| FLUJO NETO | | \$ 120606,62 | \$ 145268,98 | \$ 173388,60 | \$ 205390,86 | \$ 241770,80 |

TABLA 4.20: Flujo de Caja.

FUENTE: Valores tomados de las Tablas: 4.16; 4.17; de este proyecto.

4.2.6. Valor Actual Neto (VAN). [47]

El valor actual neto representa la rentabilidad en términos de dinero con poder adquisitivo presente y nos permite avizorar si es o no conveniente la inversión.

Como ya se mencionó la tasa de rendimiento será del 12%.

La fórmula para calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_o + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_4}{(1+i)^4} + \frac{FNE_5}{(1+i)^5}$$

Dónde:

$$I_o = \text{Inversión Actual}; I_o = \frac{\text{inversion}}{(1+i)^5}$$

FNE = Flujo neto (caja de flujo)

i = Tasa de rendimiento.

$$I_o = \frac{347150}{(1+12\%)^5} = 197244,31$$

$$VAN = -197244,31 + \frac{120606,62}{(1+0,12)^1} + \frac{145268,98}{(1+0,12)^2} + \frac{173388,60}{(1+0,12)^3} + \frac{205390,86}{(1+0,12)^4} + \frac{241770,80}{(1+0,12)^5}$$

$$VAN = 806637,37$$

El Resultado del VAN permite aceptar o rechazar el proyecto, con el siguiente criterio:

$VAN > 0$ = Financiamiento conveniente

$VAN = 0$ = Financiamiento indiferente

$VAN < 0$ = Financiamiento inconveniente

4.2.7. Tasa interna de retorno (TIR). [47]

La TIR (Tasa Interna de Retorno) es aquella tasa que hace que el valor actual neto sea igual a cero. Algebraicamente:

$$VAN = 0 = \sum_{i=1...n} \frac{BN_i}{(1+TIR)^i}$$

Dónde:

VAN: Valor Actual Neto

BNi: Beneficio Neto del Año i

TIR: Tasa interna de retorno

Es decir, el TIR, es la rentabilidad que devuelve la inversión durante la vida útil del proyecto, tomando en cuenta los flujos de caja proyectados. Su cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$TIR = ti + (ts - ti) \left(\frac{VAN_{ti}}{VAN_{ts} - VAN_{ti}} \right)$$

Dónde:

ti= tasa inferior

ts = Tasa superior

VAN_{ti} = Valor actual neto tasa inferior

VAN_{ts} = Valor actual neto tasa superior

Para calcular el TIR se utilizara una tasa de descuento arbitraria para obtener un VAN positivo y un VAN negativo.

VAN POSITIVO 12%.

$$VAN = -I_0 + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} = \frac{FNE_2}{(1+i)^2} = \frac{FNE_3}{(1+i)^3} = \frac{FNE_4}{(1+i)^4} = \frac{FNE_5}{(1+i)^5}$$

$$VAN = -197244,31 + \frac{120606,62}{(1+0,12)^1} + \frac{145268,98}{(1+0,12)^2} + \frac{173388,60}{(1+0,12)^3} + \frac{205390,86}{(1+0,12)^4} + \frac{241770,80}{(1+0,12)^5}$$

$$VAN = 806637,37$$

VAN NEGATIVO 90%.

$$VAN = -I_o + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_4}{(1+i)^4} + \frac{FNE_5}{(1+i)^5}$$

$$VAN = -197244,31 + \frac{120606,62}{(1+0,90)^1} + \frac{145268,98}{(1+0,90)^2} + \frac{173388,60}{(1+0,90)^3} + \frac{205390,86}{(1+0,90)^4} + \frac{241770,80}{(1+0,90)^5}$$

$$VAN = -17921,05$$

$$TIR = ti + (ts - ti) \left(\frac{VAN_{ti}}{VAN_{ti} - VAN_{ts}} \right)$$

$$TIR = 12 + (90 - 12) \left(\frac{806637,37}{806637,37 + 17921,05} \right)$$

$$\mathbf{TIR = 112.56\%}$$

El Resultado del TIR permite aceptar o rechazar la inversión del proyecto, con el siguiente criterio:

$TIR > i \Rightarrow$ realizar el proyecto

$TIR < i \Rightarrow$ no realizar el proyecto

$TIR = i \Rightarrow$ el inversionista es indiferente entre realizar el proyecto o no

4.3. COSTOS BENEFICIO DEL ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN.

El análisis de costo-beneficio es una técnica importante dentro del ámbito de la teoría de la decisión. Pretende determinar la conveniencia de proyecto mediante la enumeración y valoración posterior en términos monetarios de todos los costos y beneficios derivados directa e indirectamente de dicho proyecto. La relación beneficio / costo es un indicador que mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar a una comunidad.

4.3.1. Cálculo la relación beneficio costo. [47]

Este parámetro sirve para juzgar como retorna los ingresos en función de los egresos para lo cual sirve de insumos los ingresos y egresos proyectados en el flujo de caja (tabla 4.16).

La fórmula que se usara es la siguiente:

$$B/C = \frac{\sum \text{ingresos} / (1 + i)^n}{\sum \text{egresos} / (1 + i)^n}$$

$$\frac{B}{C} = \frac{\frac{262183,95}{(1 + 0.12)^1} + \frac{293646,02}{(1 + 0.12)^2} + \frac{328883,55}{(1 + 0.12)^3} + \frac{368349,57}{(1 + 0.12)^4} + \frac{412551,52}{(1 + 0.12)^5}}{\frac{141577,33}{(1 + 0.12)^1} + \frac{148377,04}{(1 + 0.12)^2} + \frac{155494,95}{(1 + 0.12)^3} + \frac{162958,71}{(1 + 0.12)^4} + \frac{170780,72}{(1 + 0.12)^5}}$$

$$\frac{B}{C} = 2,10$$

4.3.2. Interpretación del resultado de la relación beneficio costo.

Si el resultado es mayor que 1, significa que los ingresos netos son superiores a los egresos netos. En otras palabras, los beneficios (ingresos) son mayores a los sacrificios (egresos) y, en consecuencia, el proyecto generará ganancia a una comunidad. Si el proyecto genera riqueza con seguridad traerá consigo un beneficio social.

Si el resultado es igual a 1 los beneficios igualan a los sacrificios sin generar ganancia alguna. Por tal razón sería indiferente ejecutar o no el proyecto.

4.3.3. Periodo de recuperación de la inversión. [47]

A través de este elemento de evaluación económica se podrá conocer en qué tiempo se recuperará la inversión tomando en cuenta el comportamiento de los flujos de caja proyectados.

Para conocer el periodo de recuperación llevamos al valor presente la sumatoria del flujo de caja.

$$V_p = V_f / (1 + i)^n$$

Dónde:

V_p= valor presente

V_f= Valor futuro

i= interés (12%)

n= número de años (5)

| AÑO | FLUJO DE CAJA NETO |
|-----------------------|----------------------|
| 0 (inversión) | \$ 347150 |
| 1 | \$ 120606,62 |
| 2 | \$ 145268,98 |
| 3 | \$ 173388,60 |
| 4 | \$ 205390,86 |
| 5 | \$ 241770,80 |
| Total (Vf) | \$ 1233575,86 |
| Valor presente | \$ 700895,37 |

TABLA 4.21: periodo de recuperación.

FUENTE: Valores tomados de las Tablas: 4.20; de este proyecto.

Como podemos ver en la tabla 4.20, la sumatoria de flujo de caja (1233575.86) sobrepasa el valor inicial (343370) el cual corresponde al año 5, por lo tanto el ajuste es:

$$\begin{array}{rcl} 1233575.86 & & 5 \text{ años} \\ 700895.37 & & x \end{array}$$

$$X = 0.56 \approx 1 \text{ años}$$

4.4. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN.

La factibilidad del estudio de implementación de la presente tesis, se la podrá realizar analizando los resultados de los indicadores financieros VAN, TIR, B/C y recuperación de la inversión.

En el cuadro 4.22 se puede ver un resumen de los resultados del VAN, TIR, B/C calculados.

| INDICADORES FINANCIEROS | RESULTADO |
|------------------------------|------------------|
| VAN | 806637,37 |
| TIR | 112,56% |
| BENEFICIO – COSTO | 2,10 |
| RECUPERACION DE LA INVERSIÓN | 1 años |

TABLA 4.22: Evaluación financiera del proyecto.

FUENTE: Valores tomados de las Tablas: 4.20; de este proyecto.

Con este cuadro podemos concluir lo siguiente:

- El criterio del Van nos dice lo siguiente:
 - ✓ $VAN > 0$ = Financiamiento conveniente.
 - ✓ $VAN = 0$ = Financiamiento indiferente
 - ✓ $VAN < 0$ = Financiamiento inconveniente

Es decir que al tener un VAN positivo, (**806637,37**), esto se significa que el valor del sistema automatizado aumentará durante su etapa de operación y por lo tanto es un proyecto rentable y conveniente.

- El criterio del TIR nos dice lo siguiente:
 - ✓ $TIR > i \Rightarrow$ realizar el proyecto
 - ✓ $TIR < i \Rightarrow$ no realizar el proyecto
 - ✓ $TIR = i \Rightarrow$ el inversionista es indiferente entre realizar el proyecto o no

Como ya se mencionó anteriormente para calcular el TIR se usó una tasa de rendimiento arbitraria (i) de 90%, como podemos ver en la tabla 4.22 la tasa Interna de Retorno es de 112%, por lo que se concluye que el proyecto, de acuerdo con el criterio, es económicamente conveniente.

- Según el criterio de decisión para el costo beneficio, que dice:
 - ✓ Si $B/C > 1$, tenemos un adecuado retorno.
 - ✓ Si $B/C = 1$, no hay un adecuado retorno, por lo tanto no atractiva la inversión.
 - ✓ Si $B/C < 1$, significa indiferencia, tampoco es aceptable porque equivale a no haber hecho nada.

El proyecto de este estudio es factible ya que como podemos ver en la tabla 4.22, la relación beneficio costo supera significativamente el valor de 1, por lo que, este método también lo confirma.

Así mismo, en la tabla 4.20 también podemos ver el tiempo de recuperación de la inversión que es de 0.56 es decir de 1 años el cual nos confirma que el tiempo obtenido es potencialmente aceptable; por lo que se concluye que, también este parámetro de análisis, indica que la realización de la automatización de la subestación es económicamente conveniente.

CONCLUSIONES

Las redes de distribución con tecnología inteligente son la convergencia de datos e información sobre tecnologías de operación aplicadas a las redes eléctricas, que permiten el desarrollo de opciones sostenibles para los clientes y la mejora de la seguridad, confiabilidad y eficiencia para las compañías eléctricas, es por eso que en este proyecto se realizó la incursión de los conceptos de las redes inteligentes, para luego enfocarse en el sistema automatizado de subestaciones (SAS), ya que para acceder a la implementación de redes inteligentes, la EMELNORTE tendrá la responsabilidad de implementar en todas sus subestaciones antiguas los nuevos avances tecnológicos, es decir el proceso de implantación del SAS, para que la empresa brinde un mejor servicio a sus clientes, aumentando la disponibilidad y confiabilidad en el manejo de la energía, dando como resultado una mejor gestión en el abastecimiento de la carga.

En el presente estudio de factibilidad se seleccionó una subestación de la Empresa Eléctrica Regional Norte, para realizar los análisis técnicos económicos con el objeto de implementar el SAS y su conceptualización, recopilando información sobre los costos que implica efectuar este tipo de sistemas, para así conseguir una propuesta de implementación y capacitación a corto, mediano y largo plazo, basados en referencias nacionales e internacionales.

La EMELNORTE, al implementar todas sus subestaciones al SAS, podrá incorporar todas las capacidades en la medición, comunicación, control de calidad y continuidad, supervisión, monitoreo y registro que permitirán técnicamente garantizar la mejor operación interna e interacción con el sistema externo, y cumplir con los requerimientos exigidos por los organismos de control como el CONELEC.

El presente estudio de factibilidad permite concluir que al incorporar los sistemas automáticos de subestaciones (SAS), se mejorara la eficiencia operacional, por medio de la utilización de dispositivos electrónicos inteligentes IED's que se comunican e interaccionan, utilizando los principios y protocolos que servirán para monitorear,

supervisar, medir, coordinar y operar de manera remota dispositivos de corte (interruptores) así como también los equipos de una subestación. Adicionalmente, con la implementación de la automatización en la EMELNORTE se lograra controlar y monitorear la Subestación desde sus diferentes niveles jerárquicos, de esta manera aumentara la disponibilidad y confiabilidad en el manejo de la energía, dando como resultado adicional una mejor gestión en el abastecimiento de la carga.

Las funciones de control y monitoreo son seguidas y analizadas por los niveles funcionales que se describe en esta tesis (Nivel 0.- Equipo de campo, Nivel 1.- Nivel de Bahía, Nivel 2.- Cuarto de Control de la Subestación, Nivel 3.- Nivel Corporativo) debido a que cada uno de ellos tiene cierta independencia con respecto a los otros niveles superiores. Se realizó una descripción clara de las funciones disponibles en cada nivel, principalmente las funciones de monitoreo que interactúan con la HMI.

Gracias a la reducción de la Energía no suministrada y a la reducción de los costos de producción (mano de obra) se obtiene un beneficio económico notable (\$ **17.184,93**), el mismo que ayudo para el análisis económico realizado en esta tesis y a los indicadores económicos de factibilidad como son el VAN (**806637,76**), TIR (**112.56%**), y Relación Beneficio- Costo (**2.10**) con los cuales se pudo concluir que los valores obtenidos favorecen al criterio de conveniencia económica para la realización del SAS en la EMELNORTE. , lo cual reafirma la implementación de un SAS

Para poder efectuar la implementación del SAS las estrategias a tomar serán en primera instancia instalar el SAS paralelamente al sistema de control y protección existente, esto es para no realizar desconexiones y así tomar las señales de salida de los instrumentos de transformación. Asegurarnos de que exista la alimentación suficiente, antes del inicio de la operación, esto es, para que el sistema de automatización opere sin la desconexión del sistema de control actual. Luego de realizar las pruebas necesarias y confirmar un correcto funcionamiento, el sistema de control actual tendrá que salir de servicio y el sistema de automatización tomara toda la responsabilidad del manejo del patio de la subestación.

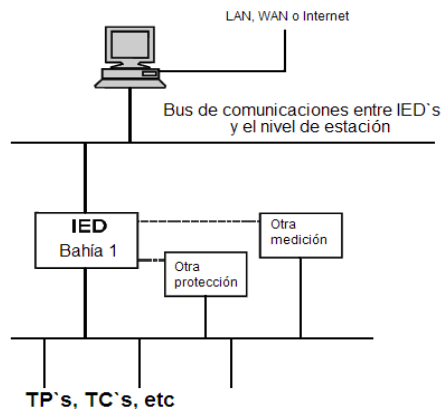
El proyecto a implementar se encuentra en la etapa de distribución, por tal motivo la inversión para poner en marcha el proyecto será cubierto totalmente por el Estado, ya que en el Mandato constituyente nos indica que los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado y constarán obligatoriamente en su Presupuesto General.

RECOMENDACIONES.

La incursión de nuevas tecnologías que van en busca de lograr una red inteligente hacen que la automatización de una subestación constituya una gran ventaja para el suministro eficiente de energía eléctrica, por tal motivo es recomendable que la EMELNORTE realice los esfuerzos posibles para adaptarse a estas nuevas tendencias tecnológicas y poder automatizar las subestaciones a su cargo, ya que la implementación se justifica económicamente, y agrega condiciones técnicas y operativas de incalculable importancia para la preservación de la continuidad en el servicio y el monitoreo continuo de los parámetros de funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia, lo que constituye la base de estudios de carga y planes de expansión futuros.

Para el sistema de automatización de subestaciones (SAS) se recomienda que en el SCADA de EMELNORTE, se determine cada sistema de protección y que estos tengan redundancia en caso de que las funciones primarias fallen, los equipos y sistemas de monitoreo dentro del sistema de potencia deberán ser flexibles y abiertos, lo cual facilitará la configuración, armado, manteniendo e implementando el sistema de potencia automatizado.

La mejor opción que se sugiere para realizar la arquitectura del sistema EMELNORTE deberá ser de acuerdo al gráfico propuesto de la figura que se muestra a continuación:



Esta arquitectura se podría utilizar por cuanto:

- ✓ Consta de un solo dispositivo inteligente por bahía, lo que implica reducción de costos, espacio, cableado, configuración y complejidad.
- ✓ Cuando se utiliza un dispositivo basado en microprocesadores se tendrá inteligencia distribuida y control central de las subestaciones de acuerdo al sistema SCADA.

Con base a los desarrollos de implementación en el Ecuador y considerando los diferentes estudios, se sugiere que la arquitectura de comunicaciones utilice el protocolo IEC 61850, el mismo que de la experiencia se ha concluido que es un protocolo que brinda una calidad óptima en los procesos, transferencia adecuada de datos basado en el estándar Ethernet, visualización de datos en forma sencilla y simplificada, lo que permite leer de forma rápida haciendo su comprensión más sencilla y demás beneficios ya citados en el desarrollo de la Tesis.

Se sugiere que el sistema de automatización habilite el control local de la estación a través del uso de una PC; es decir, el uso de una interfaz hombre máquina con software de control adecuado, el cual contendrá un apropiado control del sistema y funciones de adquisición de datos (SCADA).

En lo que respecta al personal, se sugiere que la EMELNORTE disponga de este y sean solo ellos quienes manejen los niveles de acceso, disponiendo de esta manera continuos planes de capacitación en las áreas que corresponda, el cual, permita o niegue la

manipulación del sistema para que realicen los diferentes procesos, esto es para evitar que se realicen acciones que puedan ser lamentables.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] "Smart Grid European Technology Platform" (2012, julio). [Online]. Available: <http://www.usea.org/>
- [2] "GridWise Alliance: Advocating for a Smart Grid." (2013 ultima consulta). [Online]. Available: <http://www.gridwise.org>.
- [3] Vehículos V2G (vehicle-to-grid);" nueva economía de la energía en la ciudad". (2011, marzo) [Online]. Available: <http://urbanadigital.com/2011/03/17/vehiculos-v2g-vehicle-to-grid-nueva-economia-de-la-energia-en-la-ciudad>
- [4] Carrera David, "Automatizacion de la Subestacion Selva Alegre Al sistema SCADA", Universidad Politecnica Salesiana, Quito-ecuador 2012.
- [5] Industria de los esfuerzos de investigacion. (2012 ultima consulta) [Online]. Available: <http://conferencecenter.nreca.coop/ccc/index.html>
- [6] ERC Federal Energy Regulatory Commission, " Assessment of Demand Response and Advanced". (2013, ultima consulta) [Online]. Available: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf>.
- [7] Medidor Inteligente o Smart Meter. (2013, ultima consulta) [Online]. Available: http://puc.nv.gov/FAQ/Medidor_Inteligente/
- [8] C.Pavlovski. (2009, Diciembre) "WirelessNetwork for the Smart Energy Grid Application Aware Networks". [Online]. Available: http://www.iaeng.org/publication/IMECS2010/IMECS2010_pp1243-1248.pdf
- [9] NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release. (2010, Enero) [Online]. Available: http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf.

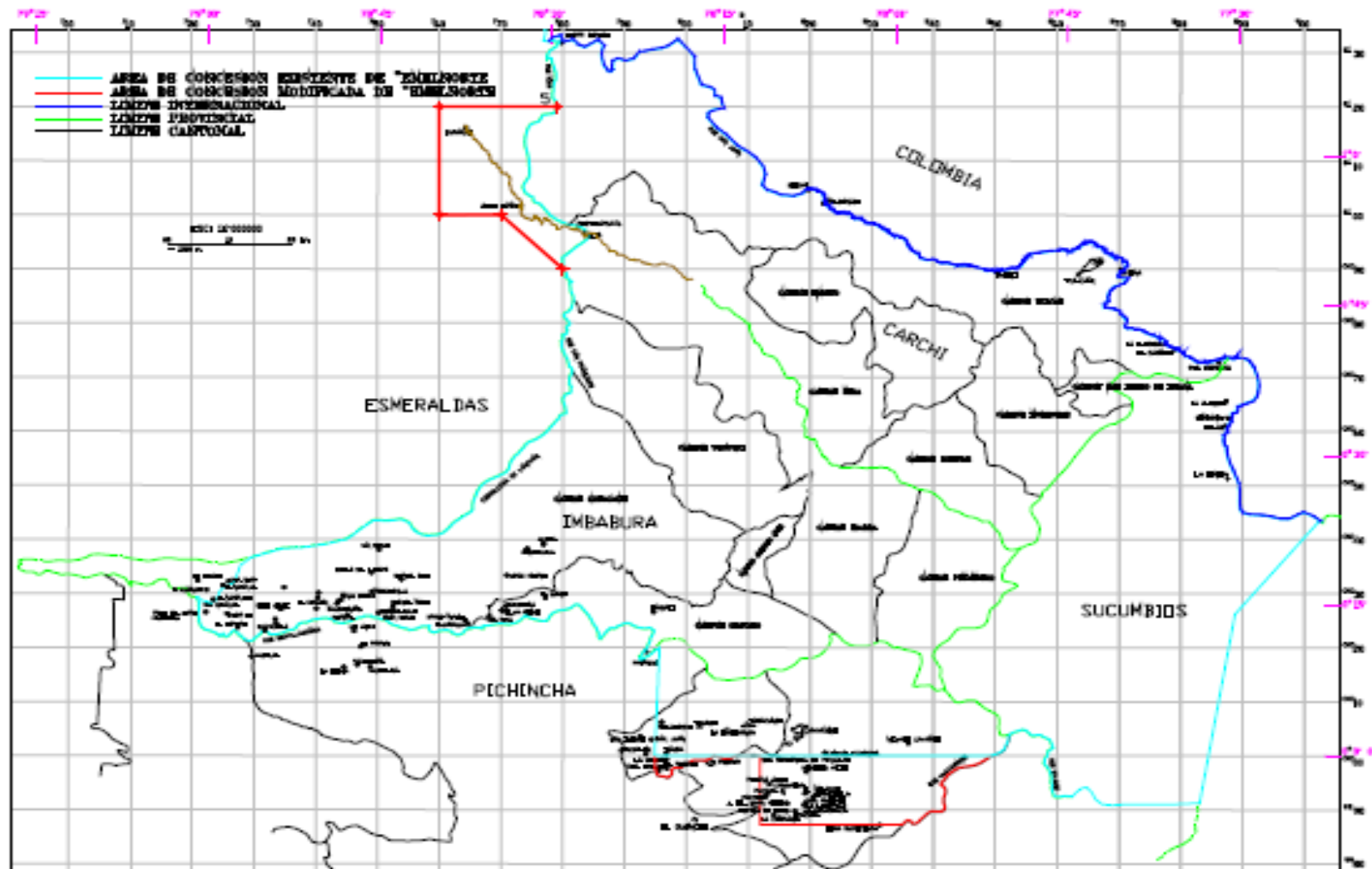
- [10] Carrera David, "*Automatizacion de la Subestacion Selva Alegre Al sistema SCADA*". Universidad Politecnica Salesiana, Quito-ecuador 2012.
- [11] West Perth : IDC Technologies, "*Practical distribution and substation automation*" (*incl. communications*) *for electrical power systems.*, 2007.
- [12] Barragán Antonio. (2010), "Instrumentación y Control Industrial". pdf.
- [13] Rama estudiantil. (IIIE DE PARAGUAY). UCSA. (2013 ultima consulta), "Dispositivo electrónico inteligente "(IED). [Online].
Available:<http://ramaucsa.wordpress.com/2010/12/24/dispositivo-electronico-inteligente-ied/>
- [14] Tello Francisco. (2004, Agosto)," Control Industrial, Relés de protección y control Inteligentes". pdf.
- [15] Universidad Nacional de Cordoba. (2013, ultima consulta) Elementos y Equipos Electricos, Controlador Lógico Programable – PLC. [Online].
Available:<http://www.efn.unc.edu.ar/departamentos/electro/cat/eye.htm#bi>
- [16] R. Vignoni. (2009)," Sistemas de automatización de subestaciones." pdf.
- [17] DNV KEMA Academy. (2005)," Curso de formación en IEC 61850". pdf.
- [18] Raúl Cobo. (2007, Octubre) ,"Protocolo DNP 3." pdf.
- [19] Gabriel Gerónimo Castillo. (2005) ,"ETHERNET Y PROTOCOLOS TCP/IPv4". pdf.
- [20] RS-232,(2013, ultima consulta) "INTERFACE". [Online].
Available: <http://www.tscm.com/rs-232.pdf>
- [21] JM Industial. (2003, ultima consulta) , "RS-485". pdf.
- [22] JM Industial,(2013, ultima consulta) RJ-45. [Online].
Available:<http://ies1cto.wikispaces.com/file/view/RJ45.pdf>
- [23] Arias Daniel. (2008), " Fibra optica,la gran maravilla moderna". pdf.
- [24] Cristobal Dominguez. (2008) "Tarjeta de red". pdf.
- [25] Fernandes Javier. (2010) "Interconexión de redes". pdf.
- [26] Rafael Castellanos. (2005) ,"HUB o concentrado". pdf.

- [27] Redesus. (Ultima consulta 20013) ,"Conmutadores o Switches." [Online]. Available:<http://redesus.wikispaces.com/Conmutador+o+Switch>
- [28] MariCarmen Romero. (2003)," Ingeniería de Protocolos". pdf.
- [29] FERNANDES JAVIER. (2012) ,"Introduccion a los sistemas de comunicación". pdf.
- [30] LANTRONIX. (2013, ultima consulta)," Guía Didáctica de Ethernet". [Online]. Available:http://www.consulintel.es/Html/Tutoriales/Lantronix/guia_et_p3.html
- [31] Puerta de enlace. (2013, ultima consulta) http://es.wikipedia.org/wiki/Puerta_de_enlace.
- [32] Ingeniatic. (2013, ultima consulta) ,"Modem2". [Online]. Available:<http://ingeniatic.euitt.upm.es/index.php/tecnologias/item/524-modem>
- [33] Henry Mendiburu Díaz. (2007)," SISTEMAS SCADA". pdf.
- [34] COELCE. (2002, Enero) ,"Especificación técnica: sistema digital para automatizacion". pdf.
- [35] Advanced Smart Meters Enable Green Energy Management. (2013, ultima consulta) [Online]. Available:<http://www.quadlogic.com/>
- [36] Comision de integracion energetica regional. (2013, ultima consulta) [Online]. Available:<http://www.ecuacier.org/>
- [37] Echelon Corporation. (2013, ultima consulta) [Online]. Available:<http://www.echelon.com/company/>
- [38] Proven fast and interoperable Smart grid solutions. (2012) [Online]. Available:<http://www.energyaxis.com/>
- [39] A3 ALPHA meter. (2012) [Online]. Available:http://www.elstersolutions.com/en/a3_alpha.html
- [40] Hardware and Software, Engineered to Work Together. (2012) [Online]. Available <http://www.oracle.com/index.html>
- [41] Only Itron. (2013, ultima consulta) [Online]. Available <https://www.itron.com/Pages/default.aspx>
- [42] El universo. (2010, Noviembre)," Tecnologia apuesta para crear."

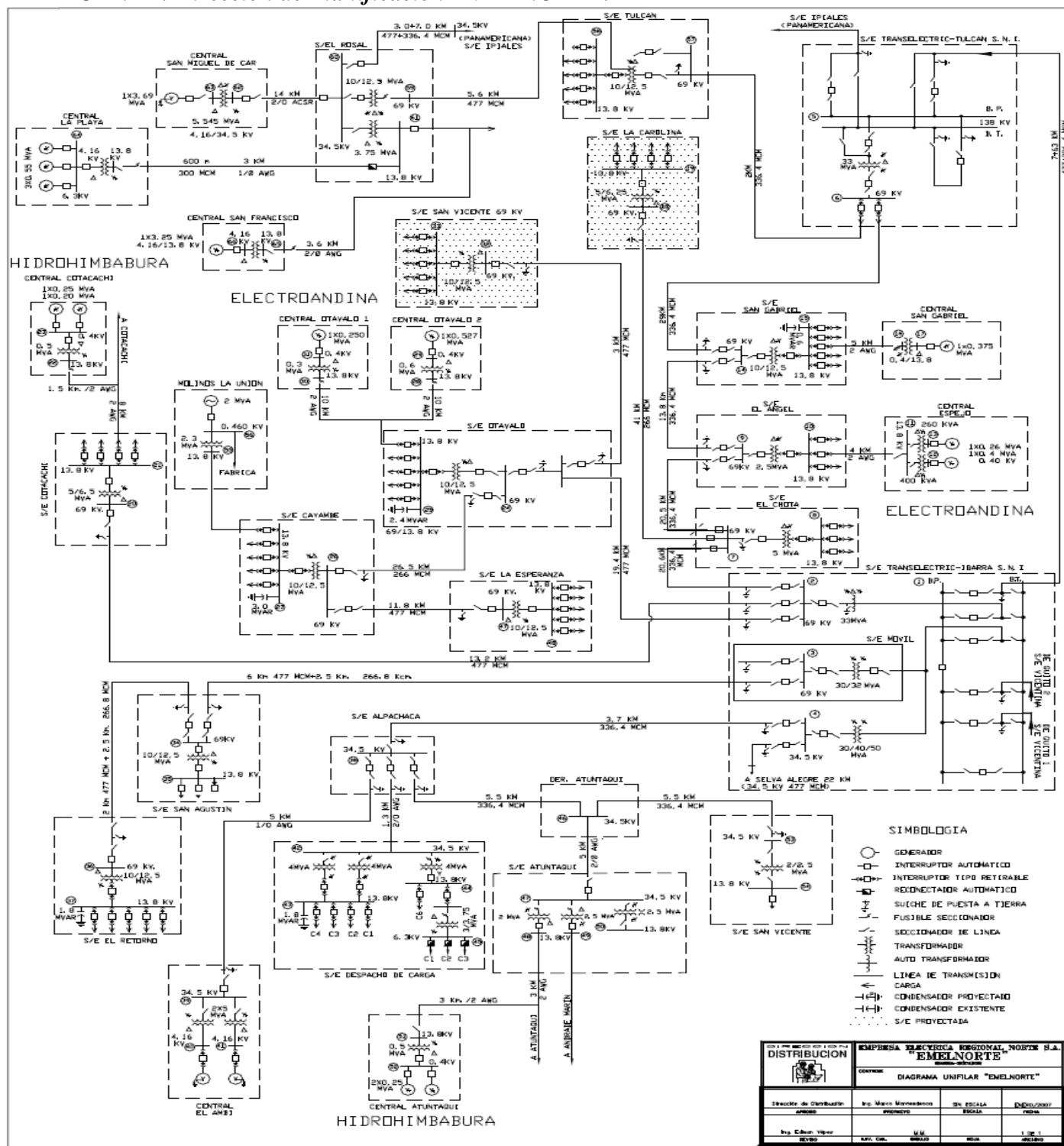
- [Online]. <http://www.eluniverso.com/2010/11/02/1/1356/tecnologia-apuesta-crecer.html>
- [43] EASYMETERING, (2013, ultima consulta) "Desarrolla tecnología para vending machines". [Online]. Available: <http://www.easymetering.com>
- [44] General Electric Company, (2013, ultima consulta),"Imagination at work." [Online]. Available:<http://www.ge.com/>
- [45] Energy Information, (2013, ultima consulta)," You Can Act On". [Online]. Available <http://www.emeter.com/>
- [46] "COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL," *Seminário Internacional Sobre Smart Grid En Sistemas De Distribución Y Transmisión De Energia Eléctrica*, 2009.
- [47] CHILQUINGA Manuel (2005), "Costos por Órdenes de Producción", and Primera Ed. Ibarra-Ecuador., *Costos por Órdenes de Producción*, Primera edicion ed. Ibarra, Ecuador, 2005.
- [48] Quevedo María. (2012) "Costes de implementación de la infraestructura smart grid en el futuro sistema eléctrico". pdf.
- [49] Asamblea constituyente. (2008)," Mandato constituyente No 15, Mandato del sector Eléctrico, Artículo No 1",. pdf.
- [50] Regulación No. CONELEC - 004/01."Calidad del servicio eléctrico de distribución". pdf.
- [51] CENACE. (2012) "Determinacion de la reserva rodante de generacion para el sistema nacional interconectado".
- [52] Regulación No. CONELEC - 025/11," Estimación Referencial del CENS en Ecuador." (2011) Estimación Referencial del CENS en Ecuador. pdf.
- [54] Banco Central del Ecuador. (2013, ultima consulta) "Inflacion". [Online]. Available:http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=inflacion
- [55] Reglamento de Aplicacion de la ley de Regimen Tributario Interno. (2012) Artículo 28, Gastos generales Deducibles. pdf.

ANEXOS

FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE.



ANEXO 2: Diagrama unifilar de la Subestación “El Retorno”
FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE.

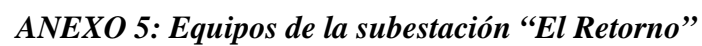


ANEXO 3: Red Primaria de EMELNORTE

FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE

| Subestación | N° de Aliment. | Voltaje (kV) | Longitud (Km) | | | |
|--------------------|----------------|--------------|---------------|-------|--------|--------|
| | | | 1F | 2F | 3F | Total |
| Atuntaqui | 3 | 13,8 | 67,75 | 0,33 | 33,78 | 101,86 |
| Cayambe | 5 | 13,8 | 340,82 | 4,58 | 138,84 | 484,24 |
| Chota | 3 | 13,8 | 602,19 | 20,64 | 194,02 | 816,85 |
| Cotacachi | 4 | 13,8 | 488,85 | 0,9 | 101,79 | 591,54 |
| Diesel | 5 | 13,8 | 136,5 | 3,85 | 95,45 | 235,8 |
| Diesel | 3 | 6,3 | 136,44 | 3,76 | 84,70 | 224,90 |
| El Ángel | 3 | 13,8 | 131,76 | 0,24 | 54,73 | 186,72 |
| El Retorno | 4 | 13,8 | 214,2 | 3,93 | 87,57 | 305,70 |
| La Esperanza | 4 | 13,8 | 90,73 | 0 | 45,01 | 135,74 |
| Otavalo | 5 | 13,8 | 264,18 | 0,84 | 110,31 | 375,34 |
| San Agustín | 5 | 13,8 | 136,35 | 2,37 | 61,07 | 199,79 |
| San Gabriel | 4 | 13,8 | 450,72 | 24,15 | 73,31 | 548,19 |
| Tabacundo | 3 | 13,8 | 60,68 | 0,44 | 22,04 | 83,16 |
| Salto del Tigre(*) | * | * | 31,59 | 0 | 0 | 31,59 |
| Interconexión | Tulcán | 13,8 | 1,2 | 0,09 | 5,56 | 6,851 |
| Tulcán | 3 | 13,8 | 240,25 | 11,25 | 82,37 | 333,87 |

FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE.



FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE.

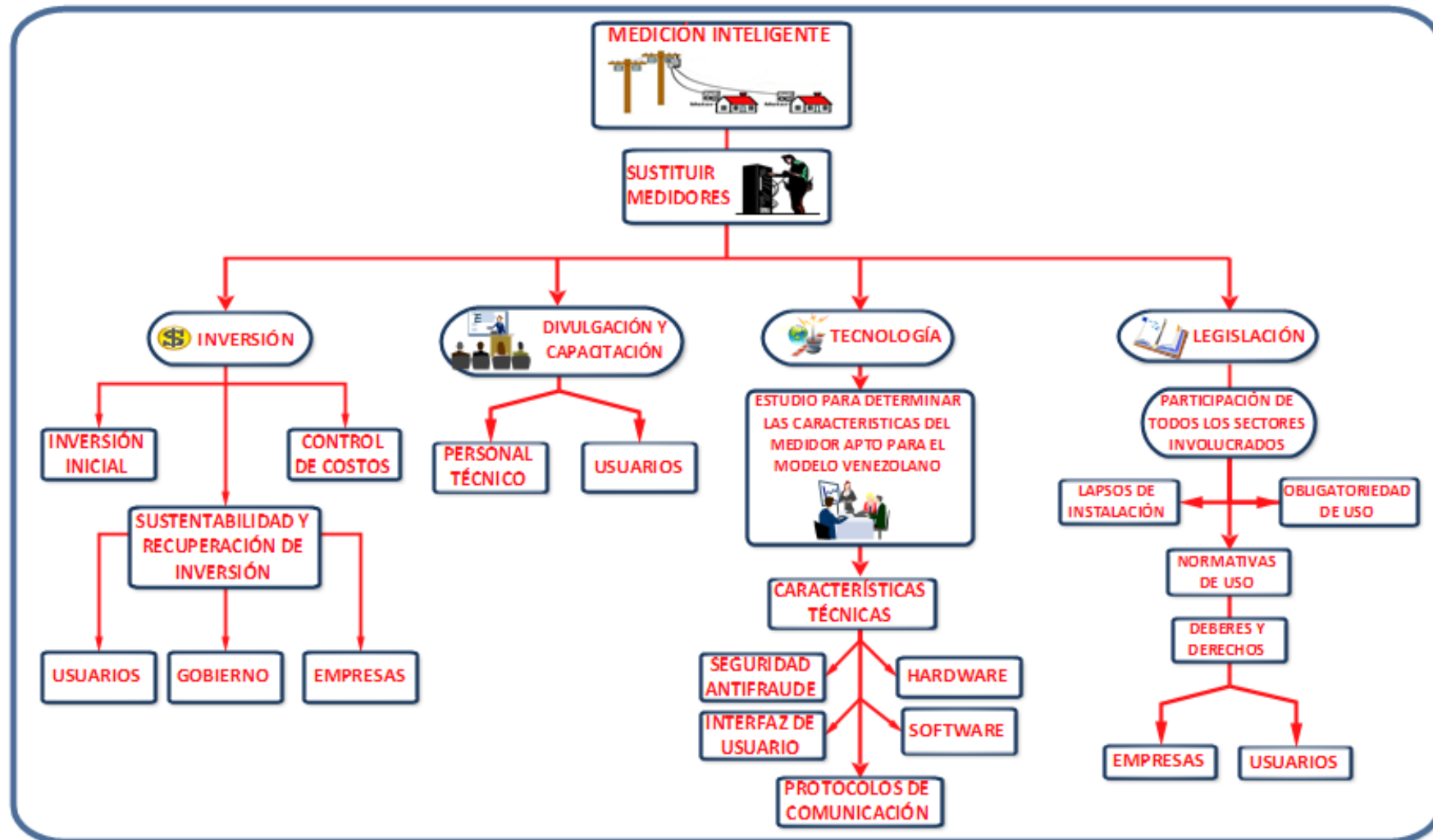
| EQUIPOS DE LA SUBESTACION SAN AGUSTIN | | | | | | | | | |
|---|-------------|----------|---|--|------------------------------------|-------------|-------------|----|---|
| EQUIPOS EN EL LADO DE 69kV | | | | | EQUIPOS EN EL LADO DE 13.8kV | | | | |
| EQUIPOS | MODELO | MARCA | # | CARACTERISTICAS | EQUIPOS | MODELO | MARCA | # | CARACTERISTICAS |
| EQUIPOS DE POTENCIA | | | | | EQUIPOS DE POTENCIA | | | | |
| Seccionadores | Tanque vivo | ABB | 5 | 3Φ, 2 con puesta a tierra, 3 de línea con sistema motorizado para 72.5kV 600A | Interruptor | 15ADV23 | ABB | 6 | 1200 A, 13.8 kV, 500 MVA, con |
| | | | | | de vacío (MV) | | | | motor, bobina de cierre y disparo a 125 VDC, 9 contactos NA y 8 NC |
| Interruptor en MV | LTB 145D1/B | ABB | 3 | 3Φ (52-1,52-2,53-3)a 72.5kV, 600A, 1500MVA, extinción en FS6, 60HZ | Aislador soporte | *** | *** | | En poliéster 14.2 kV |
| EQUIPOS DE PROTECCION | | | | | EQUIPOS DE MEDICION | | | | |
| Apartarrayos | *** | ABB | 9 | 6 de 60 kV, 3 de 12 kV | Voltímetro CA | 441 | FIMESA | 1 | Con bobina 300V, escala: 0-300V |
| Unidad de control y protección de bahia (SCU) | REF542 | ABB | 2 | funciones de protección integradas, Voltaje de control: 125 VDC | Amperímetro | 441 | FIMESA | 1 | Con bobina 5 A, escala: 0-500 A |
| EQUIPOS DE MEDICION | | | | | Medidor multifuncional | Q3F0F6A0 | ALPHA METER | 1 | |
| Medidores | Alpha Meter | Q3F0F6A0 | 3 | 3 fases, 4 hilos 96 a 528 V, 5 A medicion de V, I, FP, f, kW, kVA, kVAR, kWh, Kvah | EQUIPOS DE PROTECCION | | | | |
| INSTRUMENTOS | | | | | Relé auxiliar de bloqueo | C861064TMS | CORE | 1 | |
| TC's | *** | ABB | 6 | 600/500:5 A, precisión C-100, | Interruptor termomagnético | *** | ABB | 1 | 3P, 160A, 50kA, 220/127V |
| TC's | *** | ABB | 6 | 600/200:5 A, precisión 0.3B2 | Fusible | *** | ABB | 3 | 250V |
| TC's | *** | ABB | 3 | 600:5 A | Relé auxiliar | KC40E | ABB | 8 | Bobina de 125 VDC, 4 contactos NA |
| TP's | *** | ABB | 3 | 40.250/0.115 kV | Relé auxiliar | K40E | ABB | 2 | Bobina de 220 VAC, 4 contactos NA |
| CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO TANTO EN 69kV COMO EN 13.8 Kv | | | | | Apartarrayos | MWF12 | ABB | 3 | Para 13.8kV, aterrizado |
| | | | | | Unidad de protección transformador | TPU-2000R | ABB | 1 | voltaje de control 280VCD, 60Hz, puerto auxiliar y RS232 |
| | | | | | Unidad de protección Alternador | DPU-2000R | ABB | 5 | Corriente de 1.0-12.0 A (fase y neutro), 60Hz, 70-280 VCD; HMI, |
| | | | | | Relé de frecuencia | SPAF 340 c3 | ABB | 1 | VNOM de 120 VCA, frecuencia, 30 a 65 Hz, V de control de 125 VCD. |
| | | | | | Fusible en medio voltaje | 9F60DMH07 | G.ELECTRIC | 3 | Vnom = 13.8 kV, Inom 5 A. |
| | | | | | INSTRUMENTOS | | | | |
| | | | | | Conmutadores | *** | *** | 2 | De voltaje y corriente. |
| | | | | | Conmutadores | C058B | CORE | 6 | Contacto sostenido, 4 posiciones |
| | | | | | Manijas | C041-B | CORE | 12 | 20A, 600V, 3 posiciones |
| | | | | | Transformador corriente | TCDE-I | EEI | 3 | 200/5 A, precisión 0.3B1 |
| | | | | | Transformador corriente | SAB-1 | ABB | 21 | Tipo bushing, clase 600 V, 1200/5 |
| | | | | | Transformador corriente | SAB-1 | ABB | 15 | 600/5 A, tipo bushing, 600 V, |
| | | | | | Transformador potencial | VIZ-11 | ABB | 3 | Clase 15KV, 14400/120V, |
| | | | | | tablero distribución | CCB24 | G.ELECTRIC | 1 | Con interruptor general 2X100A e interruptores derivados: 8 de 2X15A TLD, 1 de 2X100A TLD |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | Interruptor | T.M.2P | G.ELECTRIC | 19 | 6 de 16 A y 13 de 4 A |

ANEXO 6: Equipos de comunicación para las Agencias de MELNORTE

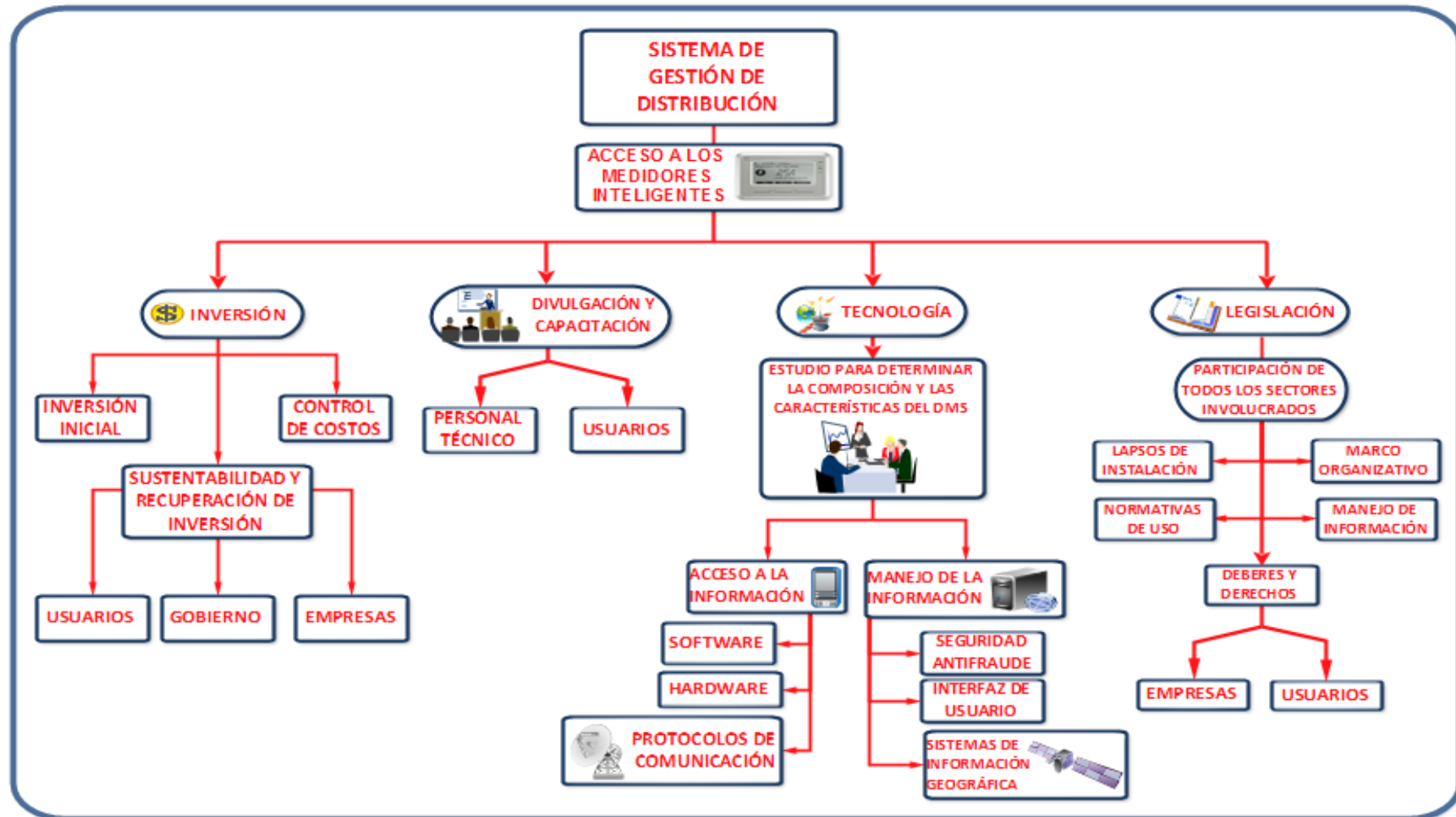
FUENTE: Dirección de Planificación EMELNORTE.

| AGENCIA | EQUIPO | MARCA | MODELO | PUERTOS |
|---------------------|--------|-------|---------------------------------|------------------------------------|
| Tulcan | Switch | 3COM | 3226 | 24 FastEthernet,2 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 4 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| Sa Gabriel | Switch | 3COM | 2226 Plus Baseline | 24 FastEthernet,2 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 4 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| Bolívar | Switch | 3COM | 3226 | 24 FastEthernet,2 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 4 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| El Ángel | Switch | 3COM | 3226 | 24 FastEthernet,2 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 4 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| Mira | Switch | 3COM | 3226 | 24 FastEthernet,2 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 4 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| Pimampiro | Switch | 3COM | Switch 9 Office Connect Managed | 8 FastEthernet,1 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 4 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| Urcuqui | Switch | 3COM | 3226 | 24 FastEthernet,2 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 4 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| Atuntaqui | Switch | 3COM | Switch 8 | 8 FastEthernet,1 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 4 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| Cotacachi | Switch | 3COM | 3226 | 24 FastEthernet,2 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 4 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| otavalo | Switch | 3COM | 3226 | 24 FastEthernet,2 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 4 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| Subestacion otavalo | Switch | 3COM | Switch 8 | 8 Fast Ethernet |
| tabacundo | Switch | 3COM | 3226 | 24 FastEthernet,2 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 4 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| Cayambe | Switch | 3COM | 3226 | 24 FastEthernet,2 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 800 Series | 2 LAN,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |
| subestacion Cayambe | Switch | 3COM | Switch 8 | 8 FastEthernet |
| Agencia SUR | Switch | 3COM | Switch 8 | 8 Fast Ethernet |
| Matriz | Switch | 3COM | 4900 | 12 FastEthernet,12 GigabitEthernet |
| | Router | CISCO | 2800 Series | 2FastEthernet,2 WAN (ISDN,G.SHDSL) |

ANEXO 7: Esquema de desarrollo e implementación de la medición inteligente
FUENTE: investigación directa.



ANEXO 8: Esquema explicativo del sistema de gestión de distribución para acceso a la medición inteligente
FUENTE: Investigación directa



ANEXO 9: Parámetros de la ENS de la EMELNORTE.

FUENTE: Departamento de calidad de energía, año 2012, EMELNORTE.

| Fila | Subestación | Alimentador | Tipo | Potencia Instalada (kVA) | Energía no Suministrada (kWh) | Índice Acumulado | | Límite permitido anual | | Cumple Regulación | | Porcentaje de Incumplimiento | |
|------|--------------------------------|-----------------------------------|------------|--------------------------|-------------------------------|------------------|------|------------------------|-------|-------------------|------|------------------------------|----------|
| | | | | | | FMIk | TTIk | FMIk | TTIk | FMIk | TTIk | FMIk (%) | TTIk (%) |
| (0) | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) | (8) | (9) | (10) | (11) | (12) | (13) |
| 1 | 01 (E.E. Norte / La Esperanza) | 0101 (La Esperanza Alimentador 1) | U (Urbano) | 13035,0 | 51282,62 | 45,0 | 32,4 | 5,00 | 10,00 | N | N | 800,04% | 223,67% |
| 2 | 01 (E.E. Norte / La Esperanza) | 0102 (La Esperanza Alimentador 2) | R (Rural) | 6605,0 | 10250,29 | 25,0 | 27,3 | 6,00 | 18,00 | N | N | 316,67% | 51,93% |
| 3 | 01 (E.E. Norte / La Esperanza) | 0103 (La Esperanza Alimentador 3) | U (Urbano) | 5942,5 | 56350,67 | 43,0 | 39,9 | 5,00 | 10,00 | N | N | 760,00% | 298,67% |
| 4 | 01 (E.E. Norte / La Esperanza) | 0104 (La Esperanza Alimentador 4) | U (Urbano) | 7315,0 | 51593,26 | 51,7 | 67,1 | 5,00 | 10,00 | N | N | 933,67% | 571,45% |
| 5 | 02 (E.E. Norte / Cayambe) | 0201 (Cayambe Alimentador 1) | U (Urbano) | 5647,5 | 5728,40 | 8,3 | 10,9 | 5,00 | 10,00 | N | N | 66,45% | 9,28% |
| 6 | 02 (E.E. Norte / Cayambe) | 0202 (Cayambe Alimentador 2) | U (Urbano) | 15065,0 | 17351,94 | 13,1 | 9,7 | 5,00 | 10,00 | N | S | 162,86% | 0,00% |
| 7 | 02 (E.E. Norte / Cayambe) | 0203 (Cayambe Alimentador 3) | U (Urbano) | 11102,5 | 4289,96 | 8,1 | 9,3 | 5,00 | 10,00 | N | S | 61,28% | 0,00% |
| 8 | 02 (E.E. Norte / Cayambe) | 0204 (Cayambe Alimentador 4) | U | 4365,0 | 0,00 | | | | | S | S | 0,00% | 0,00% |

| | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|-------------------------------|----------------------------------|---------------|---------|----------|------|------|------|-------|---|---|---------|---------|
| | | | (Urbano) | | | 3,8 | 2,8 | 5,00 | 10,00 | | | | |
| 9 | 02 (E.E. Norte / Cayambe) | 0205 (Cayambe Alimentador 5) | U (Urbano) | 9547,5 | 17937,18 | 20,5 | 18,3 | 5,00 | 10,00 | N | N | 309,91% | 82,78% |
| 10 | 03 (E.E. Norte / Otavalo) | 0301 (Otavalo Alimentador 1) | U (Urbano) | 4750,0 | 9325,48 | 17,9 | 17,5 | 5,00 | 10,00 | N | N | 257,66% | 74,81% |
| 11 | 03 (E.E. Norte / Otavalo) | 0302 (Otavalo Alimentador 2) | U (Urbano) | 6527,5 | 41977,61 | 33,2 | 30,5 | 5,00 | 10,00 | N | N | 563,47% | 204,84% |
| 12 | 03 (E.E. Norte / Otavalo) | 0303 (Otavalo Alimentador 3) | U (Urbano) | 4547,5 | 10361,59 | 11,5 | 17,1 | 5,00 | 10,00 | N | N | 129,51% | 70,63% |
| 13 | 03 (E.E. Norte / Otavalo) | 0304 (Otavalo Alimentador 4) | U (Urbano) | 3215,0 | 12119,19 | 13,6 | 21,0 | 5,00 | 10,00 | N | N | 171,24% | 109,88% |
| 14 | 03 (E.E. Norte / Otavalo) | 0305 (Otavalo Alimentador 5) | R (Rural) | 5262,5 | 42214,65 | 19,6 | 27,2 | 6,00 | 18,00 | N | N | 226,05% | 50,87% |
| 15 | 04 (E.E. Norte / San Vicente) | 0401 (San Vicente Alimentador 1) | U (Urbano) | 930,0 | 144,33 | 5,1 | 6,6 | 5,00 | 10,00 | N | S | 2,34% | 0,00% |
| 16 | 04 (E.E. Norte / San Vicente) | 0402 (San Vicente Alimentador 2) | U (Urbano) | 6527,5 | 2412,83 | 20,8 | 22,7 | 5,00 | 10,00 | N | N | 315,40% | 127,01% |
| 17 | 04 (E.E. Norte / San Vicente) | 0403 (San Vicente Alimentador 3) | U (Urbano) | 5770,0 | 0,00 | 4,6 | 5,9 | 5,00 | 10,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 18 | 04 (E.E. Norte / San Vicente) | 0404 (San Vicente Alimentador 4) | U (Urbano) | 6152,5 | 721,52 | 9,2 | 11,2 | 5,00 | 10,00 | N | N | 83,36% | 12,14% |
| 19 | 05 (E.E. Norte / Cotacachi) | 0501 (Cotacachi Alimentador 1) | R (Rural) | 2995,0 | 0,00 | 4,4 | 6,7 | 6,00 | 18,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 20 | 05 (E.E. Norte / Cotacachi) | 0502 (Cotacachi Alimentador 2) | U (Urbano) | 1627,5 | 304,95 | 5,3 | 8,8 | 5,00 | 10,00 | N | S | 5,63% | 0,00% |
| 21 | 05 (E.E. Norte / Cotacachi) | 0503 (Cotacachi Alimentador 3) | R (Rural) | 12380,0 | 56564,51 | 38,7 | 72,8 | 6,00 | 18,00 | N | N | 544,91% | 304,25% |

| | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|--------------------------------|-----------------------------------|---------------|---------|-----------|------|------|------|-------|---|---|---------|---------|
| 22 | 05 (E.E. Norte / Cotacachi) | 0504 (Cotacachi Alimentador 4) | U (Urbano) | 2902,5 | 1063,15 | 7,1 | 12,8 | 5,00 | 10,00 | N | N | 41,54% | 28,43% |
| 23 | 06 (E.E. Norte / Atuntaqui) | 0601 (Atuntaqui Alimentador 1) | U (Urbano) | 7547,5 | 8204,30 | 11,1 | 10,4 | 5,00 | 10,00 | N | N | 122,14% | 3,98% |
| 24 | 06 (E.E. Norte / Atuntaqui) | 0602 (Atuntaqui Alimentador 2) | U (Urbano) | 4520,0 | 0,00 | 3,1 | 5,8 | 5,00 | 10,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 25 | 06 (E.E. Norte / Atuntaqui) | 0603 (Atuntaqui Alimentador 3) | U (Urbano) | 3165,0 | 0,00 | 3,0 | 5,7 | 5,00 | 10,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 26 | 07 (E.E. Norte / "El Retorno") | 0701 ("El Retorno" Alimentador 1) | U (Urbano) | 7880,0 | 1318,39 | 10,2 | 17,9 | 5,00 | 10,00 | N | N | 103,14% | 79,19% |
| 27 | 07 (E.E. Norte / "El Retorno") | 0702 ("El Retorno" Alimentador 2) | R (Rural) | 7267,5 | 37090 ,94 | 6,2 | 18,0 | 6,00 | 18,00 | N | S | 2,60% | 0,00% |
| 28 | 07 (E.E. Norte / "El Retorno") | 0704 ("El Retorno" Alimentador 4) | U (Urbano) | 10107,5 | 33403,67 | 7,0 | 14,4 | 5,00 | 10,00 | N | N | 40,10% | 43,93% |
| 29 | 07 (E.E. Norte / "El Retorno") | 0705 ("El Retorno" Alimentador 5) | U (Urbano) | 7050,0 | 47653,46 | 4,3 | 12,8 | 5,00 | 10,00 | S | N | 0,00% | 28,32% |
| 30 | 08 (E.E. Norte / San Agustín) | 0801 (San Agustín Alimentador 1) | U (Urbano) | 2525,0 | 2033,84 | 2,3 | 13,4 | 5,00 | 10,00 | S | N | 0,00% | 33,60% |
| 31 | 08 (E.E. Norte / San Agustín) | 0802 (San Agustín Alimentador 2) | U (Urbano) | 10727,5 | 11703,14 | 6,1 | 16,8 | 5,00 | 10,00 | N | N | 22,56% | 68,23% |
| 32 | 08 (E.E. Norte / San Agustín) | 0803 (San Agustín Alimentador 3) | U (Urbano) | 6380,0 | 4888,96 | 5,0 | 14,7 | 5,00 | 10,00 | S | N | 0,00% | 46,53% |
| 33 | 08 (E.E. Norte / San Agustín) | 0804 (San Agustín Alimentador 4) | U (Urbano) | 5877,5 | 9015,11 | 11,0 | 17,9 | 5,00 | 10,00 | N | N | 120,00% | 78,67% |
| 34 | 08 (E.E. Norte / San Agustín) | 0805 (San Agustín Alimentador 5) | U (Urbano) | 8445,0 | 11782,91 | 7,0 | 24,9 | 5,00 | 10,00 | N | N | 40,08% | 148,69% |
| 35 | 09 (E.E. Norte / Alpachaca) | 0901 (Alpachaca Alimentador 1) | U (Urbano) | 12372,5 | 334,50 | 5,0 | 10,4 | 5,00 | 10,00 | N | N | 0,12% | 4,31% |

| | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|-------------------------------|----------------------------------|------------|---------|----------|------|------|------|-------|---|---|---------|--------|
| 36 | 09 (E.E. Norte / Alpachaca) | 0905 (Alpachaca Alimentador 5) | U (Urbano) | 3675,0 | 0,00 | 2,0 | 4,7 | 5,00 | 10,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 37 | 09 (E.E. Norte / Alpachaca) | 0906 (Alpachaca Alimentador 6) | U (Urbano) | 6690,0 | 2501,74 | 7,0 | 11,0 | 5,00 | 10,00 | N | N | 40,22% | 9,59% |
| 38 | 10 (E.E. Norte / Diesel) | 1001 (Diesel Alimentador 1) | U (Urbano) | 3825,0 | 0,00 | - | - | 5,00 | 10,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 39 | 10 (E.E. Norte / Diesel) | 1002 (Diesel Alimentador 2) | U (Urbano) | 1342,5 | 0,00 | - | - | 5,00 | 10,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 40 | 10 (E.E. Norte / Diesel) | 1004 (Diesel Alimentador 4) | U (Urbano) | 3447,5 | 0,00 | - | - | 5,00 | 10,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 41 | 11 (E.E. Norte / El Chota) | 1101 (Chota Alimentador 1) | R (Rural) | 2572,5 | 13100,53 | 15,5 | 30,9 | 6,00 | 18,00 | N | N | 158,77% | 71,78% |
| 42 | 11 (E.E. Norte / El Chota) | 1102 (Chota Alimentador 2) | R (Rural) | 11160,0 | 19058,61 | 25,4 | 35,8 | 6,00 | 18,00 | N | N | 323,15% | 98,76% |
| 43 | 11 (E.E. Norte / El Chota) | 1103 (Chota Alimentador 3) | R (Rural) | 6797,5 | 11671,22 | 20,9 | 35,6 | 6,00 | 18,00 | N | N | 249,06% | 97,65% |
| 44 | 13 (E.E. Norte / El Angel) | 1301 (El Angel Alimentador 1) | R (Rural) | 1095,0 | 0,00 | 5,7 | 4,1 | 6,00 | 18,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 45 | 13 (E.E. Norte / El Angel) | 1302 (El Angel Alimentador 2) | R (Rural) | 3567,5 | 0,00 | 1,3 | 0,9 | 6,00 | 18,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 46 | 13 (E.E. Norte / El Angel) | 1303 (El Angel Alimentador 3) | R (Rural) | 4600,0 | 0,00 | 5,3 | 4,6 | 6,00 | 18,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 47 | 14 (E.E. Norte / San Gabriel) | 1401 (San Gabriel Alimentador 1) | R (Rural) | 8600,0 | 0,00 | 3,6 | 3,2 | 6,00 | 18,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 48 | 14 (E.E. Norte / San Gabriel) | 1402 (San Gabriel Alimentador 2) | R (Rural) | 4845,0 | 0,00 | 4,1 | 8,9 | 6,00 | 18,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 49 | 14 (E.E. Norte / San Gabriel) | 1403 (San Gabriel Alimentador 3) | U (Urbano) | 4177,5 | 0,00 | 1,5 | 0,5 | 5,00 | 10,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |

| | | | | | | | | | | | | | |
|----|-------------------------------|----------------------------------|------------|---------|---------|------|------|------|-------|---|---|---------|---------|
| 50 | 14 (E.E. Norte / San Gabriel) | 1405 (San Gabriel Alimentador 5) | R (Rural) | 4335,0 | 0,00 | 3,0 | 6,6 | 6,00 | 18,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 51 | 15 (E.E. Norte / Tulcán) | 1501 (Tulcan Alimentador 1) | U (Urbano) | 12950,0 | 0,00 | 3,4 | 2,5 | 5,00 | 10,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 52 | 15 (E.E. Norte / Tulcán) | 1502 (Tulcan Alimentador 2) | U (Urbano) | 4262,5 | 518,98 | 6,1 | 3,8 | 5,00 | 10,00 | N | S | 22,64% | 0,00% |
| 53 | 15 (E.E. Norte / Tulcán) | 1503 (Tulcan Alimentador 3) | U (Urbano) | 11075,0 | 825,89 | 6,7 | 4,2 | 5,00 | 10,00 | N | S | 34,96% | 0,00% |
| 54 | 15 (E.E. Norte / Tulcán) | 1504 (Tulcan Alimentador 4) | R (Rural) | 3119,5 | 1840,86 | 9,4 | 7,8 | 6,00 | 18,00 | N | S | 56,37% | 0,00% |
| 55 | 12 (E.E. Norte / La Carolina) | 1201 (La Carolina Alimentador 1) | R (Rural) | 1522,5 | 0,00 | 4,0 | 5,2 | 6,00 | 18,00 | S | S | 0,00% | 0,00% |
| 56 | 12 (E.E. Norte / La Carolina) | 1203 (La Carolina Alimentador 3) | R (Rural) | 2732,0 | 7113,14 | 17,0 | 38,0 | 6,00 | 18,00 | N | N | 183,37% | 111,05% |
| 57 | 12 (E.E. Norte / La Carolina) | 1204 (La Carolina Alimentador 4) | R (Rural) | 2170,0 | 410,90 | 7,0 | 12,3 | 6,00 | 18,00 | N | S | 16,93% | 0,00% |